

TỐI ƯU THIẾT BỊ HOÀN THIỆN GIẾNG - ANCHOR LATCH CỦA PACKER - CHO CHIẾN DỊCH PHÁT TRIỂN GIAI ĐOẠN I, MỎ BRS, DỰ ÁN GBRS, ALGERIA

ĐINH TRỌNG HUY, NGUYỄN QUỐC HƯNG, ĐOÀN QUANG HIỆP, NGÔ LÊ HƯNG, PHAN TIẾN DŨNG, ĐINH VĂN THÙY, NGUYỄN QUANG HƯNG

TÓM TẮT:

Được đánh giá là một trong những dự án tiềm năng của Tổng công ty Thăm dò Khai thác dầu khí (PVEP) tại nước ngoài, việc giảm thiểu chi phí, tối ưu hóa thiết kế, tận dụng thiết bị sẵn có luôn được đặt lên hàng đầu tại dự án GBRS, Algeria. Trong quá trình thi công phát triển khai thác Pha I, việc sử dụng cửa sổ trượt/ ống trượt (SSD) do Baker Oil Tools (BOT) cung cấp gặp rất nhiều khó khăn trong công tác tuần hoàn, thu hồi dung dịch khoan, dung dịch hoàn thiện sau khi lắp đặt bộ hoàn thiện. Điều này dẫn đến việc không thể tuần hoàn thu hồi dung dịch hoặc thu hồi mất nhiều thời gian, kèm theo các phát sinh hỏng thiết bị khác, từ đó chi phí giếng bị phát sinh cao. Nhóm tác giả đã tham khảo, nghiên cứu và quyết định sử dụng thêm thiết bị Anchor Latch, lắp phía trên Premier Removable Production packer (packer để cách ly và bảo vệ lòng giếng) đã mua để giải quyết khó khăn trên, đồng thời đảm bảo yêu cầu kỹ thuật, tiến độ, kinh tế.

Từ khóa: Anchor latch, BRS, SSD.

I. ĐẶT VẤN ĐỀ

Dự án GBRS tại Algeria là một trong những dự án nước ngoài trọng điểm của PVEP. Dự án đã được triển khai từ năm 2003 và hoàn thành giai đoạn phát triển thứ nhất (Pha I) với 16 giếng khai thác tại mỏ BRS. Mỏ được đưa vào khai thác với 12 giếng, lưu lượng khai thác trung bình đạt 18.000-20.000 thùng dầu/ngày. Hiện GBRS đã khoan phát triển Pha II được 12/39 giếng nhằm đưa sản lượng lên đến 40.000 thùng dầu/ngày.

Trong quá trình triển khai thi công hoàn thiện các giếng phát triển, cửa sổ trượt/ ống trượt (SSD - Sliding sleeve door) trong bộ hoàn thiện giếng đã không thể đóng, mở như yêu cầu để tuần hoàn thu hồi dung dịch khoan, hoàn thiện sau khi lắp đặt bộ hoàn thiện. GBRS đã phải dùng nhiều phương án để can thiệp như mở SSD bằng slickline, ống mềm (Coiled tubing), mở SPM để tuần hoàn và làm phát sinh nhiều công đoạn, chi phí.

1. Thiết kế hoàn thiện ban đầu cho các giếng Pha I.

Bộ thiết bị lòng giếng được thiết kế bao gồm một số thiết bị chính như SPM (thiết bị để chứa van gaslift và các van khác như orifice, dummy, circulating...), SSD và Premier Removable Production packer [2].

Với thiết kế ban đầu, SSD được thiết kế nhằm thu hồi dung dịch khoan/dung dịch hoàn thiện nặng và thay thế bằng dung dịch hoàn thiện tiêu chuẩn như KCl. SPM được thiết kế với mục đích sử dụng cho gaslift sau này khi giếng sụt giảm năng lượng, tuy nhiên, trong một vài giếng đầu tiên nó cũng được sử dụng để tuần hoàn dung dịch trong trường hợp SSD không hoạt động theo đúng chức năng.

Với điều kiện giếng có áp suất cao, packer được lựa chọn là loại vĩnh cửu (permanent), tuy nhiên có thể cắt trực giá (mandrel) bằng các thiết bị can thiệp giếng (cắt cơ học, hóa học ...) nhằm thu hồi packer. Packer được lắp đặt bằng việc tạo

chênh áp (hydraulic set) trong ngoài sau khi thả xuống độ sâu thiết kế.

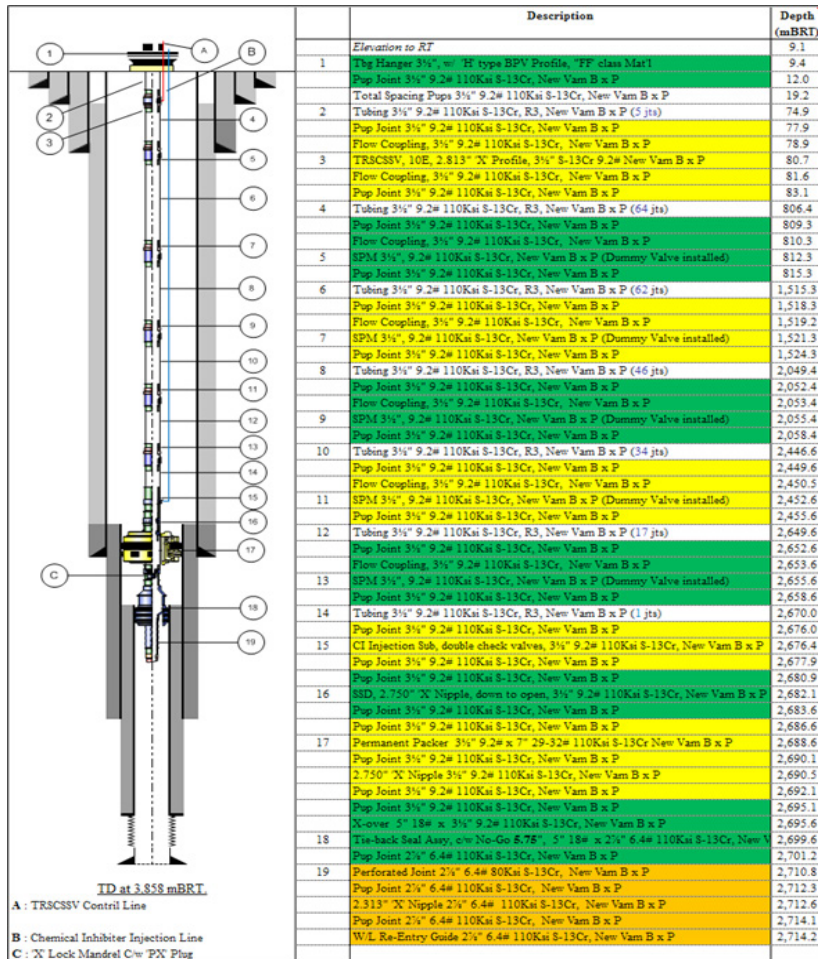
Dung dịch được sử dụng trong giếng trước khi thả bộ hoàn thiện là: OBM hoặc $\text{CaCO}_3 + \text{CaCl}_2$ (khoảng từ 12.8ppg trở lên). [1]

Dung dịch sau khi thả bộ hoàn thiện (tính từ phía trên packer, SSD hoặc SPM sâu nhất) là KCl (khoảng 8.6ppg).

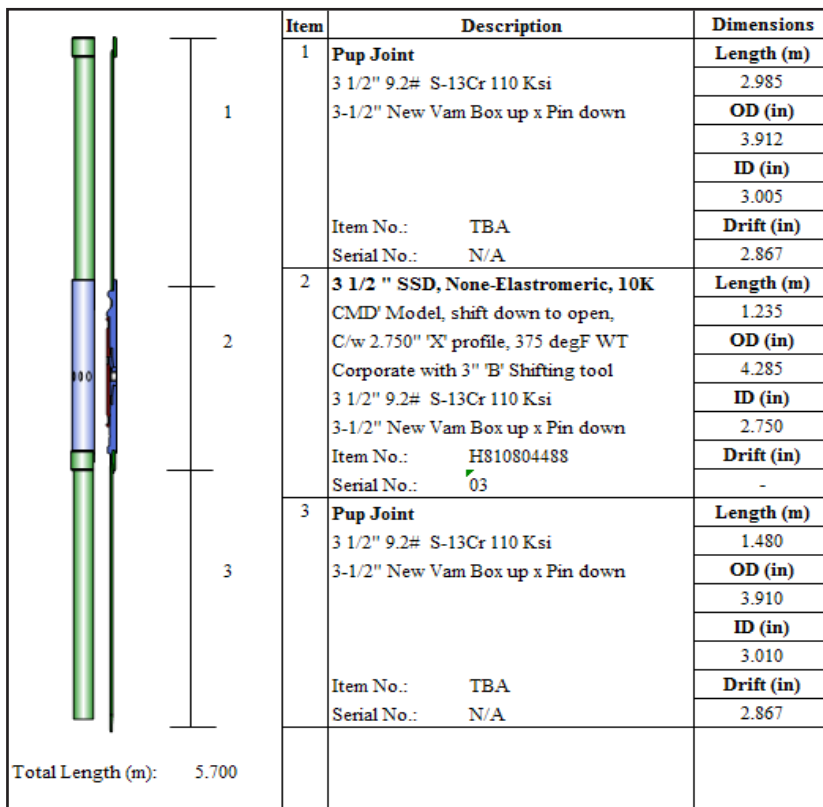
2. Các vấn đề gặp phải khi sử dụng thiết kế ban đầu, thời gian xử lý và chi phí phát sinh [1]

Các vấn đề gặp phải ở 03 giếng đầu tiên sử dụng thiết kế chưa tối ưu chủ yếu liên quan tới dung dịch hoàn thiện và việc mở/đóng SSD, SPM để tuần hoàn dung dịch packer. Ở đây các sự cố chính dẫn tới việc tối ưu bộ hoàn thiện bằng Anchor Latch được thống kê như sau:

- Giếng BRS-12: Sau khi thả bộ hoàn thiện và lắp đặt packer, SSD được mở bằng slickline và tuần hoàn dung dịch packer qua nó. Tuy nhiên, sau khi dùng slickline để đóng SSD lại và thử áp suất trong



Hình 1: Bộ hoàn thiện giếng (BRS-12)



Hình 2: Cửa sổ trượt/ống trượt (SSD)

cột ống thì không thành công do SSD chưa được đóng kín. Sau khi rời giàn, coiled tubing đã được huy động để đóng SSD nhưng cũng không thay đổi. Để đưa giếng vào khai thác, thiết bị và SSD đã được lắp đặt thành công, tuy nhiên thiết bị làm cản trở dòng chảy do đường kính trong là 1" (so với 3" đường kính trong của ống khai thác 3-1/2"), đồng thời khó khăn cho công tác can thiệp giếng sau này.

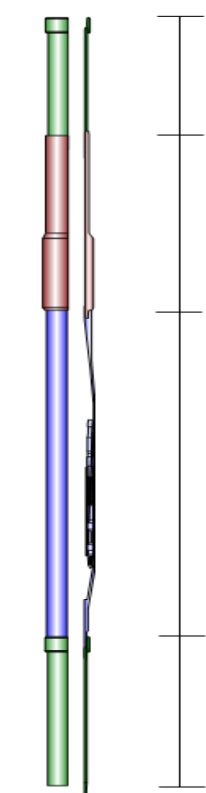
• Giếng BRS-13: Dùng slickline để mở SSD nhiều lần nhưng không thành công. Tuần hoàn qua SPM#1. Tuần hoàn dung dịch và đóng SPM#1. Thử áp suất thành công.

• Giếng BRS-16: Coiled tubing được huy động ngay từ đầu để mở SSD thay vì dùng slickline để tăng khả năng làm việc của thiết bị trong môi trường dung dịch hoàn thiện có chứa phần tử rắn. Tuy nhiên, coiled tubing mở SSD không thành công. Tiếp theo, dummy valve được nhả ra khỏi SPM để tạo liên thông và tuần hoàn dung dịch qua SPM. Sự cố xảy ra khi lắp lại dummy valve vào SPM, mất gần 01 ngày để lắp lại. Sau khi rời giàn, tại công đoạn slickline phát hiện dummy valve bị cong ra phía tâm của tubing cản trở các hoạt động can thiệp giếng, phải rất khó khăn mới có thể thay thế được dummy valve này.

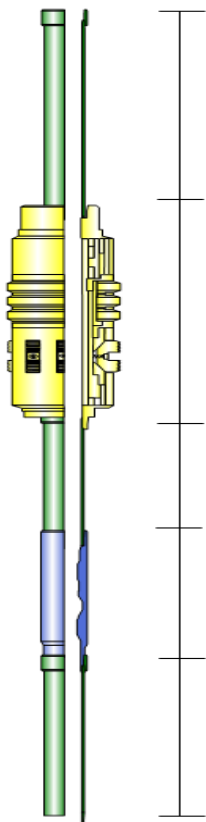
Thời gian và chi phí liên quan tới những sự cố nêu trên được tổng hợp tại bảng 1.

II. PHƯƠNG PHÁP ĐÁNH GIÁ

Sau các sự cố trong những giếng đầu tiên khi sử dụng thiết kế ban đầu, việc tối ưu thiết kế được thực hiện và theo đó cũng thay đổi phương án thi công. Thay đổi chính trong thiết kế hoàn thiện giếng và thi công đó chính là bộ Anchor Latch được lắp ngay phía trên packer, sau khi packer được lắp đặt tại độ sâu thiết kế, tubing được nhả ra khỏi packer nhờ thiết bị Anchor Latch, dung dịch packer sau đó được tuần hoàn dễ dàng. Tubing được cầm lại đơn giản bằng cách thả xuống chậm cho tới khi chắc chắn đã kết nối lại với packer. [3]

	1	Pup Joint 3 1/2" 9.2# S-13Cr 110 Ksi 3-1/2" New Vam Box up x Pin down Item No.: TBA Serial No.: N/A	Length (m) 2.985 OD (in) 3.912 ID (in) 3.008 Drift (in) 2.867
	2	Flow Coupling 3 1/2" 9.2# S-13Cr 110 Ksi 3-1/2" New Vam Box up x Pin down Item No.: H819240032 Serial No.: N/A	Length (m) 0.934 OD (in) 3.992 ID (in) 3.003 Drift (in) 2.867
	3	3-1/2" SPM, 'BGLO-IRSB' Model Orienting Round, 1" Pocket c/w 1" Dummy valve & BK2 latch WP 7.5K Collaspe 10,200#, Int Test 10,200# 3-1/2" New Vam Box up x Pin down Item No.: TBA Serial No.: N/A	Length (m) 2.035 OD (in) 5.507 ID (in) 2.915 Drift (in) 2.867
	4	Pup Joint 3 1/2" 9.2# S-13Cr 110 Ksi 3-1/2" New Vam Box up x Pin down Item No.: TBA Serial No.: N/A	Length (m) 2.985 OD (in) 3.911 ID (in) 3.013 Drift (in) 2.867
	Total Length (m):		8.939

Hình 3: Thiết bị chứa van gaslift và các van khác (SPM)

	1	Item 1 Pup Joint 3 1/2" 9.2# S-13Cr 110 Ksi 3-1/2" New Vam Box up x Pin down Item No.: TBA Serial No.: N/A	Description	Dimensions				
				Length (m)				
	2.984							
	OD (in)							
	3.915							
	ID (in)							
	3.000							
	2	2	3 Premier Production Packer Removable 7" 29.0-32.0# x 3 1/2" 9.2# 10K WP, 375 degF WT 4000 psi setting pressure 3 1/2" 9.2# S-13Cr 110 Ksi 3-1/2" New Vam Box up x Pin down Item No.: H874630070 Serial No.: 05		Drift (in)			
					2.867			
					Length (m)			
					2.080			
					OD (in)			
					5.888			
					ID (in)			
	2.875							
	3	3	4 Pup Joint 3 1/2" 9.2# S-13Cr 110 Ksi 3-1/2" New Vam Box up x Pin down Item No.: TBA Serial No.: N/A		Drift (in)			
					2.867			
					Length (m)			
					1.483			
					OD (in)			
3.912								
ID (in)								
3.018								
4	4	5 3 1/2" Landing Nipple, C/w 2.750" 'X' profile 3 1/2" 9.2# S-13Cr 110 Ksi 3-1/2" New Vam Box up x Pin down Item No.: H801994243 Serial No.: 07		Drift (in)				
				2.867				
				Length (m)				
				0.400				
				OD (in)				
				3.925				
				ID (in)				
2.750								
5	5	6 Pup Joint 3 1/2" 9.2# S-13Cr 110 Ksi 3-1/2" New Vam Box up x Pin down Item No.: TBA Serial No.: N/A		Drift (in)				
				-				
				Length (m)				
				1.500				
				OD (in)				
				3.915				
				ID (in)				
3.025								
Total Length (m):			8.447	Drift (in)				
				2.867				

Hình 4: Premier Removable Production Packer

Quy trình tuần hoàn dung dịch packer qua Anchor latch [2,3]

1) Thả cột ống khai thác tới độ sâu thiết kế, slickline thả plug để có thể tăng áp trong cột ống, kích hoạt packer. Plug cũng có tác dụng cách ly vỉa với cột ống khai thác.

2) Thử kéo packer, thử áp cột ống và packer.

3) Kéo cột ống tạo 5klbs overpull lên Anchor Latch, vặn phải cột ống 12 vòng trong khi đó giữ overpull không đổi.

4) Cột ống khi được tháo ra khỏi packer sẽ mất overpull và nhận biết dễ dàng trên bề mặt.

5) Tiếp tục kéo cột ống lên khoảng 1m, treo cột ống trên sàn roto. Kết nối đầu cột ống với hệ thống bơm tuần hoàn.

6) Bơm tuần hoàn dung dịch packer qua cột ống với lưu lượng và thể tích tính toán.

7) Thả cột ống chậm cho tới khi ống khai thác cắm vào lại packer bởi thiết bị Anchor Latch, thử kéo và thử áp để kiểm tra.

8) Nút bịt được kéo lên bằng slickline sau khi rời giàn để đưa giếng vào trạng thái sẵn sàng khai thác.

III. KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

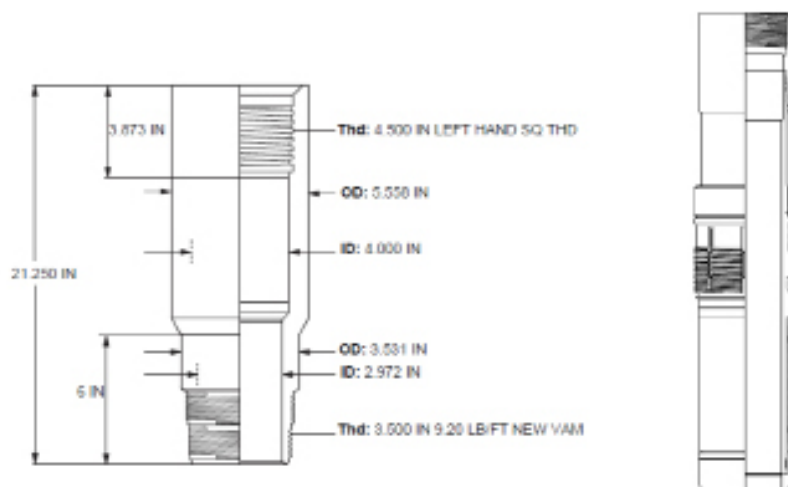
Tại mỏ BRS, các giếng được thiết kế theo phương án truyền thống, tức là dùng SSD để tuần hoàn dung dịch, SPM cũng được tính tới như là phương án dự phòng để tuần hoàn ngoài mục đích gaslift.

Tuy nhiên thực tế cho thấy, điều kiện giếng khá đặc biệt với áp suất cao, đòi hỏi phải sử dụng dung dịch nặng có chứa các hạt chất rắn làm nặng. Đây chính là nguyên nhân chính gây nên các sự cố cho các thiết bị và các hoạt động theo thiết kế truyền thống, đặc biệt là hoạt động slickline như đã nêu ở phần trên.

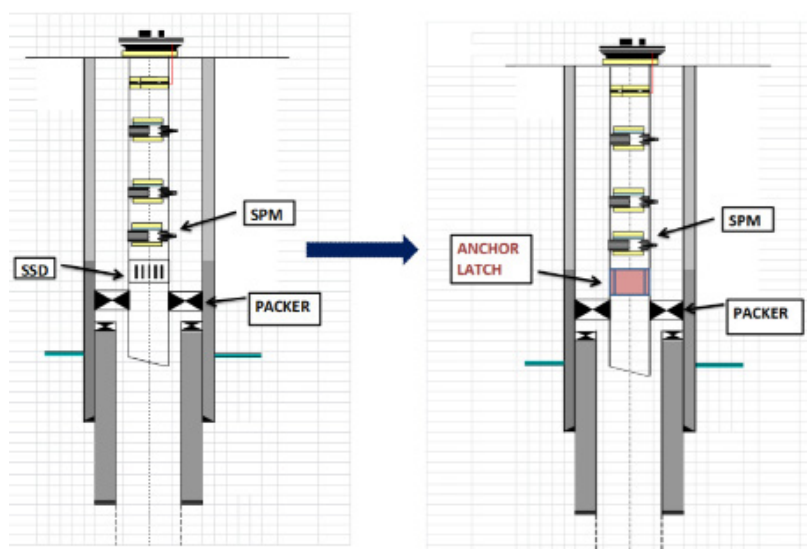
GBRS đã áp dụng phương án sử dụng thêm thiết bị Anchor Latch, lắp phía trên packer sẵn có, để tuần hoàn dung dịch thay vì SSD hay SPM. Thông thường, Anchor Latch là một thiết bị được thiết kế với mục đích

Bảng 1: Thời gian và chi phí xử lý sự cố tại các giếng BRS-12, BRS-13 và BRS-16

SỰ CỐ	THỜI GIAN	CHI PHÍ
Sự cố hỏng SSD tại BRS-12		164,300.00
Đóng SSD sau khi tuần hoàn	0.88	88,000.00
Đóng SSD bằng Coiled tubing sau khi rời giàn	3	64,600.00
Lắp thiết bị vá SSD sau khi không thể đóng kín	3	11,700.00
Sự cố SSD không mở tại BRS-13		36,000.00
Cố gắng mở SSD bằng slickline	0.36	36,000.00
Sự cố tại BRS-16		263,400.00
Mở SSD bằng coiled tubing và slickline không thành công	0.92	92,000.00
Huy động thiết bị và coiled tubing mở SSD không thành công	3	64,600.00
Lắp lại dummy valve sau khi tuần hoàn qua SPM	0.88	88,000.00
Thay thế dummy valve bị cong bằng slickline	3	18,800.00
Tổng Cộng		463,700.00



Hình 5: Thiết bị neo (Anchor Latch), bao gồm 2 phần Seal bore và seal assembly (3)



Hình 6: Mô tả giải pháp

nếu thay thế tubing/thiết bị hoàn thiện (trên packer) trong quá trình hoàn thiện/khai thác, hủy giếng sau này... Trong hoàn cảnh các phương án truyền thống đều bị sự cố, GBRs đã sử dụng Anchor Latch cho mục đích tuần hoàn dung dịch và đã thành công cho các giếng còn lại của chiến dịch.

Trong quá trình thi công khoan, treo giếng để chờ khai thác và trong khai thác, nhóm tác giả liên tục theo dõi chặt chẽ việc mua sắm, vận chuyển, bảo dưỡng, lắp đặt thiết bị, theo dõi áp suất giếng, rà soát quy trình thi công để đảm bảo kỹ thuật và an toàn khi sử dụng. Sau một thời gian khai thác ổn định, giải pháp được chứng minh là đã áp dụng thành công cho mỏ BRS.

Anchor Latch đã được GBRs và Nhóm tác giả (PVEP) sử dụng cho 14 giếng tại mỏ BRS, chiến dịch khoan phát triển khai thác, pha I:

BRS-21, BRS-15, BRS-15 WO, BRS-17, BRS-18, BRS-19, BRS-20, BRS-22, BRS-23, BRS-6 WO#1, BRS-6 WO#2, BRS-12 WO, BRS-14, BRS-14 WO.

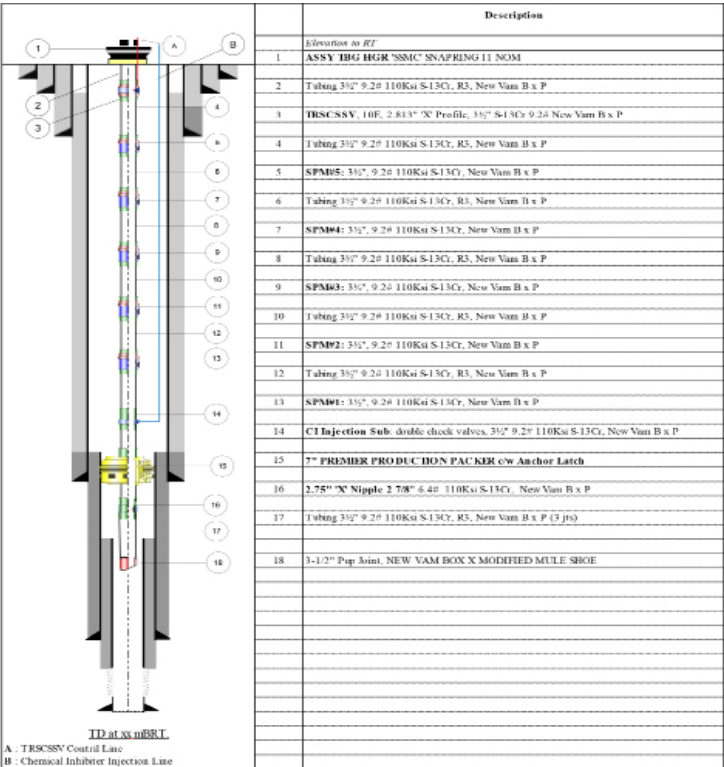
Về mặt lý thuyết, so sánh hiệu quả kinh tế trong trường hợp giả định cả hai phương án ban đầu và phương án tối ưu đều áp dụng thành công và không có bất kỳ sự cố nào.

Bảng so sánh cho thấy rằng, phương án tối ưu gần như không mang lại hiệu quả kinh tế so với phương án ban đầu nếu cả hai phương án đều không gặp sự cố.

Tuy nhiên trên thực tế, với thiết kế tối ưu đã giải quyết hầu hết những khó khăn, rủi ro gặp phải ở thiết kế ban đầu. Và do vậy hiệu quả kinh tế ở đây có thể được tính theo công thức dựa trên số giếng áp dụng thiết kế mới thành công và chi phí thiệt hại do rủi ro, sự cố tại 3 giếng đầu với thiết kế ban đầu:

Hiệu quả kinh tế giải pháp = Số lượng giếng áp dụng phương án tối ưu * Chi phí thiệt hại / lượng giếng áp dụng phương án ban đầu = $14 \times 463.000 / 3 = 2.160.000$ (USD).

Cũng phải nhận định thêm rằng,



Hình 7: Bộ hoàn thiện giếng theo thiết kế tối ưu (Anchor latch nằm phía trên packer)

đây là giải pháp kỹ thuật được sử dụng lần đầu tại GBRS và được áp dụng trong tình huống cụ thể của mỏ BRS nhằm giảm thiểu rủi ro, thời gian thi công và tận dụng được thiết bị sẵn có. Giải pháp hiện tại đã và đang được áp dụng trong chiến dịch khoan pha II tại mỏ BRS đối với các giếng bơm ép nước có cấu trúc tương tự như các giếng khoan pha I.

IV. KẾT LUẬN

Trong bài viết này, nhóm tác giả giới thiệu một Giải pháp kỹ thuật để giảm thiểu rủi ro trong thi công và tận dụng được Packer đã mua nhằm tiết kiệm chi phí cho mỗi giếng khai thác ít nhất 154.000 USD. Giải pháp vẫn luôn hữu hiệu với các giếng còn lại của Pha II, mỏ BRS cho giếng bơm ép nước, đồng thời có thể áp dụng cho các dự án khoan có cấu trúc, điều kiện giếng tương tự.

Nhóm tác giả xin chân thành cảm ơn sự hỗ trợ của các chuyên gia, nhà thầu, dự án GBRS, các ban chuyên môn PVEP để hoàn thành nghiên cứu này❖

Bảng 2: Bảng so sánh thời gian và chi phí các phương án thi công

SO SÁNH THỜI GIAN VÀ CHI PHÍ CÁC PHƯƠNG ÁN THEO DỰ TOÁN						
Các bước thực hiện	Phương án cũ sử dụng SSD		Phương án sử dụng SPM		Tối ưu với Anchor Latch	
	Thời gian	Chi phí	Thời gian	Chi phí	Thời gian	Chi phí
R/U slickline, kích hoạt packe	0.42	41,666.67	0.42	41,666.67	0.42	41,666.67
Dùng slickline mở SSD	0.13	12,500.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dùng slickline tháo dummy valve ở SPM	0.00	0.00	0.25	25,000.00	0.00	0.00
Nhổ tubing ra khỏi packe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	4,166.67
Tuần hoàn dung dịch packe	0.5	50,000.00	0.5	50,000.00	0.5	50,000.00
Dùng slickline đóng SSD	0.13	12,500.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dùng slickline lắp dummy valve ở SPM	0.00	0.00	0.25	25,000.00	0.00	0.00
Cắm tubing lại vào packe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	4,166.67
Thử áp tubing	0.04	4,166.67	0.04	4,166.67	0.04	4,166.67
R/D slickline	0.13	12,500.00	0.13	12,500.00	0.13	12,500.00
Thiết bị						
Sliding side door (SSD)		8,400.00		0.00		0.00
Anchor Latch		0.00		0.00		27,622.00
Tổng		141,733.33		158,333.33		144,288.67

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- 1. Final drilling report các giếng phát triển BRS-12, 13, 16 và các giếng khác trong mỏ BRS.
- 2. Well completion program các giếng tại mỏ BRS
- 3. Ratch-A-Latch procedure, Ratchlatch retrieving Guidelines - Halliburton

Ngày nhận bài: 19/4/2023; Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 25/4/2023; Ngày chấp nhận đăng bài: 5/5/2023

Người phản biện: TS.Nguyễn Thế Dũng

Thông tin tác giả:

ĐINH TRỌNG HUY, NGUYỄN QUỐC HƯNG, ĐOÀN QUANG HIỆP, NGÔ LÊ HƯNG, PHAN TIẾN DŨNG, ĐINH VĂN THÙY, NGUYỄN QUANG HƯNG
Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí