

# PHƯƠNG PHÁP SỬA GIẾNG KHAI THÁC BẰNG CÁCH THAY THẾ BỘ HOÀN THIỆN TRÊN VÀ TÁI KẾT NỐI VỚI BỘ HOÀN THIỆN DƯỚI QUA PACKER KHAI THÁC

**TS. NGUYỄN VĂN KHƯƠNG, ĐINH TRỌNG HUY, NGUYỄN QUỐC HƯNG, HOÀNG DUY THIẾT, TRẦN DUY KHANG, BÙI THIỀU SƠN, NGUYỄN VĂN HÙNG, PHAN VĂN TÀI, TRẦN TRUNG, MAI DANH GIANG, NGUYỄN THẾ ĐƯỜNG**

## TÓM TẮT

Phương án thi công ban đầu đối với giếng PL-1P dự kiến thu hồi toàn bộ bộ hoàn thiện đôi (bao gồm cả bộ hoàn thiện trên và bộ hoàn thiện dưới) và thay thế bằng bộ hoàn thiện đơn tuy nhiên trong quá trình thi công giếng RBB-5P gặp khó khăn khi thu hồi packer khai thác, nhóm sửa giếng đã đánh giá lại thực trạng giếng PL-1P (giếng PL-1P có bộ hoàn thiện gồm: 01 packer khai thác và 03 thiết bị làm kín ống khai thác với ống chống khai thác- sealbore assembly) và nhận thấy:

- Việc thu hồi toàn bộ bộ hoàn thiện đôi sẽ kéo dài thời gian, tiềm ẩn rủi ro và nguy cơ mất giếng;
- Việc thả lại ống khai thác qua 03 seal bore assembly ở bộ hoàn thiện dưới sẽ rất phức tạp, không đảm bảo độ kín giữa các vỉa khai thác sau khi thả;
- Việc chỉ thay thế thiết bị làm kín vành xuyên giữa ống 9-5/8" và ống khai thác (pack off seal) có thể bị hở lại bất cứ khi nào trong quá trình khai thác do đầu giếng bị nghiêng cũng như do tác động nhiệt.

Với các lý do nêu trên, nhóm sửa giếng đã đề xuất phương pháp để lại bộ hoàn thiện trên phía dưới packer khai thác, thu hồi bộ hoàn thiện trên và thả bộ hoàn thiện đơn kết nối vào phần cắt phía trên packer khai thác. Sau khi thi công, giếng PL-1P đã cho sản lượng khai thác vượt dự kiến, tiết kiệm ~850,000 USD so với kế hoạch ban đầu.

**Từ khóa:** Dầu khí, phương pháp sửa giếng, packer khai thác, pack off seal, sealbore assembly.

## 1. MỞ ĐẦU

Giếng PL-1P được khoan vào năm 2008, hoàn thiện vào năm 2010 với bộ hoàn thiện đôi (dual completion strings: long string-L/S và short string-S/S) và khai thác trong các tầng Miocene. Tuy nhiên trong quá trình khai thác, giếng không thể tự chảy cũng như không thể sử dụng biện pháp khí nâng gas-lift (giếng đã được tiến hành sửa 02 lần nhưng không thành công do hở tại 9-5/8" pack-off seal hoặc ống chống khai thác), giếng chỉ cho dòng ~150 thùng/ngày sau khi kích thích vỉa bởi N2 tuy nhiên giếng chỉ tự chảy trong thời gian ngắn sau đó dừng do năng lượng vỉa khai thác thấp. Vì vậy PVN/ dự án 01&02/17 quyết định tiến hành sửa giếng PL-1P với mục đích:

- Sử dụng gaslift để tăng lưu lượng khai thác giếng lên khoảng 600 thùng dầu/ ngày;

- Sử dụng gaslift để gọi dòng sau khi đóng giếng bảo dưỡng định kỳ.

Phương án thi công ban đầu đối với giếng PL-1P dự kiến thu hồi toàn bộ bộ hoàn thiện đôi lên và thay thế bằng bộ hoàn thiện đơn. Tuy nhiên trên cơ sở đánh giá tình hình thực tế trong quá trình sửa giếng RBB-5P, việc thu hồi packer khai thác cũng như thiết bị làm kín là rất khó khăn (do thiết bị làm kín bám chặt vào phía trong của thân packer khai thác cũng như packer đã sử dụng trong thời gian dài). Do vậy nhóm phụ trách sửa giếng tại dự án 01&02/17 đánh giá lại thực trạng giếng PL-1P và nhận thấy:

- Rất khó khăn khi thu hồi cột ống khai thác dài (long string) do 03 bộ seal assembly của bộ hoàn thiện trên đã bị biến chất bám chặt vào 03 seal bore assembly do quá trình giếng đã khai thác trong thời gian dài (điều này đã được kiểm chứng trong quá trình

thi công giếng RBB-5P);

- Khả năng không thu hồi được phần hoàn thiện phía dưới packer khai thác dẫn tới hậu quả mất giếng là cao;

- Việc thả lại ống khai thác qua 03 seal bore assembly ở bộ hoàn thiện dưới sẽ rất phức tạp, không đảm bảo khả năng ngăn cách giữa các vỉa khai thác;

- Việc chỉ thay thế 9-5/8" pack-off seal đầu giếng sẽ không đảm bảo cho công tác gaslift lâu dài, có thể bị hở lại bất cứ khi nào trong quá trình khai thác do đầu giếng bị nghiêng cũng như ảnh hưởng của tác động nhiệt.

Từ các vấn đề trên, dự án 01&02/17 xác định mục tiêu chính là đưa được giếng vào khai thác và có khả năng sử dụng được gaslift trong tương lai.

## 2. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

### 2.1. Tổng quan phương pháp

Sau khi nghiên cứu các vấn đề trên, nhóm sửa giếng đã đưa ra phương án để lại toàn bộ hoàn thiện dưới chỉ thu hồi bộ hoàn thiện đôi phía trên packer khai thác và thả bộ hoàn thiện đơn kết nối vào phần cắt phía trên packer khai thác.

Việc tính toán chiều sâu cắt các cột ống khai thác (ống 2-7/8"), độ nghiêng cột ống khai thác phía trên packer sau khi cắt và thiết kế một thiết bị kết nối và chụp (overshot) dùng cho việc kết nối bộ hoàn thiện đơn mới với phần cắt phía trên packer khai thác phải đảm bảo sau khi kết nối sẽ tạo ra sự thẳng hàng một cách tối đa, thuận lợi cho công tác can thiệp giếng sau này.

Đối với vấn đề khai thác bằng phương pháp khí nâng, để giếng có thể khai thác một cách lâu dài, nhóm sửa giếng đã đưa ra phương án thả ống chống 7" với 02 packer cách ly để làm kín vành xuyên 7" x 9-5/8". Ống 7" này sẽ đóng vai trò làm ống

chống khai thác mới để cách ly ống khai thác cũ, packer khai thác cho bộ hoàn thiện mới sẽ làm kín thông qua ống chống khai thác mới 7".

## 2.2. Quy trình thi công

Quá trình thực hiện công tác sửa giếng được thực hiện như sau:

- ✓ Thả wireline bắn tất cả các via theo yêu cầu của phòng SSF (việc bắn via này được thực hiện trước khi giàn vào tiến hành công tác sửa giếng nhằm tiết kiệm chi phí);
- ✓ Thả thiết bị slickline mở tất cả các SSD-van khai thác- ở cột ống khai thác 2-7/8" long string (L/S) và đóng SSD ở cột ống khai thác 2-7/8" Shot string (S/S);
- ✓ Đặt nút cơ học-BP- đóng cột ống khai thác S/S;
- ✓ Cắt và thu hồi ống khai thác đôi trên packer khai thác tại cột ống 2-7/8" L/S sẽ cắt cao hơn packer khai thác ~9m và tại cột ống 2-7/8" S/S sẽ cắt cao hơn packer khai thác ~1,5m)

với lý do sau:

o Tạo ra độ nghiêng (bending) tối thiểu khi tiến hành kết nối bộ ống khai thác mới với L/S nhằm đảm bảo tất cả các thiết bị slickline sau này sẽ có thể đi xuống tới đáy ống khai thác.

- ✓ Thả bộ khoan cụ mài đầu cắt của cột ống 2-7/8" (tubing stub) L/S;
- ✓ Thay thế pack-off seal đầu giếng và thử áp suất theo qui định;
- ✓ Thả cột ống chống 7" với 02 isolation packers (7" x 9-5/8" và để ống chống 7" được chế tạo có kích thước 8-3/8") sâu hơn đỉnh của L/S ~6m. Mục đích của việc chế tạo để ống chống 7" có kích thước 8-3/8" nhằm đảm bảo quá trình thả cột ống chống 7" sẽ thả qua đỉnh điểm cắt cột ống khai thác L/S;
- ✓ Lắp và thả bộ 5-3/4" overshot (cùng với 6" size guide) kết nối đầu cột ống 2-7/8" (tubing stub) L/S; [2]
- ✓ Thả thiết bị slickline tool (dummy run) qua độ sâu điểm nối (nhằm đảm bảo các thiết bị can thiệp giếng sau này có thể thả qua điểm kết nối);

- ✓ Thu hồi bộ 5-3/4" overshot;
- ✓ Lắp 7" x 9-5/8" pack off seal và thử áp suất theo qui định;
- ✓ Thả bộ hoàn thiện đơn với 5-3/4" overshot (cùng với 6" size guide) đặt dưới cùng ống khai thác (5-3/4" overshot với 2-7/8" grapple sẽ bắt vào đỉnh 2-7/8" L/S); [2]
- ✓ Lắp đặt thiết bị khai thác bề mặt và đưa giếng vào khai thác.

## 3. KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

Sau khi sửa giếng theo phương án này, giếng PL-1P được đưa vào khai thác với lưu lượng có thể khai thác lên đến 1,830 thùng dầu/ ngày khi sử dụng phương pháp khí nâng và có thể thực hiện được công tác can thiệp giếng trong tương lai, đạt được mục tiêu đã đưa ra trước khi sửa giếng.

Khi áp dụng phương pháp này, nhóm sửa giếng đã loại bỏ được rủi ro trong việc thu hồi packer khai thác, rủi ro trong việc thu hồi phần bộ hoàn thiện dưới (với 03 bộ seal assembly), giảm tối đa hư hại đối với bộ hoàn thiện dưới (lọc cát, swell packer), do đó đảm bảo các thiết bị này hoạt động ổn định như trước khi sửa giếng.

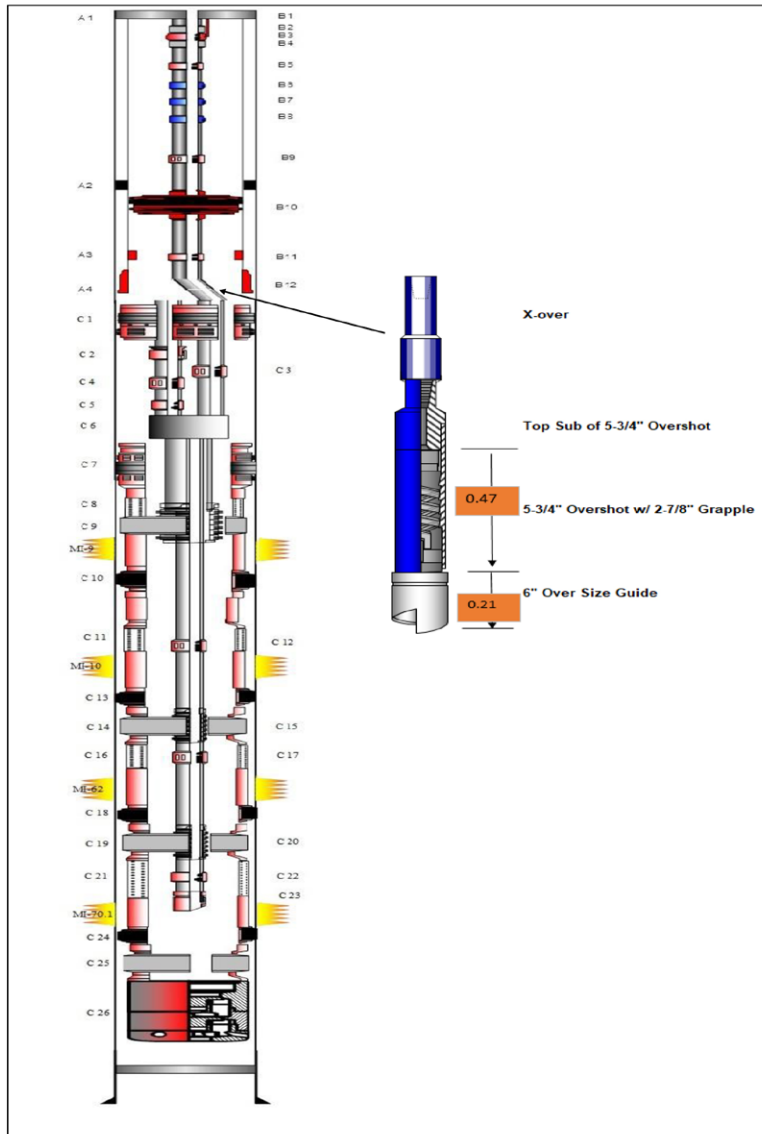
Sau khi xem xét lại các chi phí liên quan, thiết bị, dịch vụ và thời gian, phương án mới giúp tiết kiệm hơn so với phương án cũ 3.75 ngày (như trình bày trong bảng 1) với hiệu quả

HALLIBURTON REPS : Dewanand/Sharif/Phong				PACKERS RELEASE : - 9 5/8" BHD packer: 60kbs overpull to release.				JOB TICKET NO.:							
PICK UP WT: 133kbs				SLACKOFF WT: 130kbs				BLOCK WT: 55kbs				C/LINE PROTECTORS:			
NO	SHORT STRING	DEPTH	ID	OD	NO	LONG STRING	DEPTH	DEV (°)	ID	OD					
1	Dual Tubing Hanger- Solar Alert	0.000	-	-	1	Previous RKB to Landing Point	9.93	-	-	-					
21	Flow Coupling	145.084	2.360	3.400	2	Dual Tubing Hanger- Solar Alert	0.000	-	-	-					
22	TRSV Wellstar, Self-Equal	144.426	2.313	4.650	3	Flow Coupling	154.646	0	2.360	3.400					
23	Flow Coupling	145.863	2.350	3.400	4	TRSV Wellstar, Self-Equal	154.065	0	2.313	4.650					
24	SPM, Gaslift Valve	699.726	2.310	4.750	5	Flow Coupling	155.503	0	2.360	3.400					
25	SPM, Dummy Valve	1132.882	2.310	4.750	6	SPM, Orifice	728.487	0	2.310	4.750					
26	SPM, Dummy Valve	1453.342	2.310	4.750	7	SPM, Dummy Valve	1180.749	0	2.310	4.750					
27	SPM, Dummy Valve	1671.053	2.310	4.750	8	SPM, Dummy Valve	1482.583	14	2.310	4.750					
28	Landing Nipple, X, 2.313	173	-	-	9	SPM, Dummy Valve	1674.511	22	2.310	4.750					
	Permanent Downhole Gauge	174.270	2.395	4.400	10	Permanent Downhole Gauge	1729.011	22	2.313	3.920					
	9 5/8" BHD Dual Packer	1750.903	2.350	6.470	11	9 5/8" BHD Dual Packer	1739.109	22	2.395	4.400					
29	Telescopic Swivel Joint	1753.908	2.350	3.710	12	SSD, 2.313	1750.903	22	2.386	6.470					
30	SSD, 2.313	1761.266	2.313	3.920	13	Y-block Assy	1771.346	22	2.313	3.920					
31	Landing Nipple, XN, 2.250 No-Go	1771.989	2.250	3.280	14	5.00" NO-GO LOCATOR	1780.044	22	2.382	8.000					
13	Y-block Assy	1780.044	2.382	8.000		6.00" Seal Assy	1788.288								
14	5.00" NO-GO LOCATOR	1788.288	3.960	5.400		MULE SHOE	1800.096								
	End of Tubing	1800.306	-	-		End of Tubing	1800.306	-	-	-					
15A	LOWER COMPLETION	1782.000	6.000	6.450											
14A	9 5/8" VGP Packer	1787.206	5.920	8.250											
13A	5.00" Sealbore Sub	1798.897	5.000	7.428											
12A	8.000" Swell Packer	1806.504	5.921	8.000											
11A	5 5/8" Poromax Screen, 250mic	1810.724	5.920	6.250											
10A	8.000" Swell Packer	1824.493	5.921	8.000											
9A	3.25" Sealbore Sub	1828.898	3.250	4.000											
8A	5 5/8" Poromax Screen, 250mic	2096.478	5.920	8.250											
7A	5.000" Swell Packer	2114.864	5.921	8.000											
6A	3.25" Sealbore Sub	2119.269	3.250	4.000											
5A	5 5/8" Poromax Screen, 250mic	2231.151	5.920	8.250											
4A	5 5/8" Poromax Screen, 250mic	2242.650	5.920	8.250											
3A	8.000" Swell Packer	2252.474	5.921	8.000											
2A	3.25" Sealbore Sub	2259.931	3.250	4.000											
1A	7" Reamer Shoe	2261.218	-	7.405											
	EOT	2262.993	-	-											

Hình 1: Sơ đồ hoàn thiện giếng PL-1P trước khi sửa giếng [3]

**Bảng 1: Chênh lệch thời gian cho các hạng mục**

Hạng mục	Kế hoạch ban đầu (ngày)	Kế hoạch mới (ngày)
Khoan phá 9-5/8" Dual packer và thu hồi ống khai thác	5	0
Mài đỉnh ống khai thác sau khi cắt	0	1,25
Chênh lệch (ngày)	3,75	



**Hình 2: Sơ đồ hoàn thiện giếng PL-1P sau khi sửa giếng**

**Lời cảm ơn**

Phương pháp này được thực hiện và áp dụng dưới sự hỗ trợ của các cán bộ ban Thăm dò Tập đoàn dầu khí quốc gia Việt Nam (PVN), bộ phận Khoan ban Thăm Dò Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí – PVEP cũng như các cán bộ dự án 01 & 02/17 tham gia vào chiến dịch sửa giếng RBB-5P và PL-1P năm 2020. Tác giả và các đồng tác giả xin chân thành cảm ơn.

Ngày nhận bài: 29/3/2023; Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 5/4/2023; Ngày chấp nhận đăng bài: 12/4/2023

**Người phản biện: TS. Trương Hoài Nam**

Thông tin tác giả:

**TS. NGUYỄN VĂN KHƯƠNG, ĐINH TRỌNG HUY, NGUYỄN QUỐC HƯNG, HOÀNG DUY THIẾT, TRẦN DUY KHANG, BÙI THIẾU SƠN, NGUYỄN VĂN HÙNG, PHAN VĂN TÀI, TRẦN TRUNG, MAI DANH GIANG, NGUYỄN THẾ ĐƯỜNG**  
**Tổng công ty Thăm dò khai thác dầu khí (PVEP)**

kinh tế ~850,000 USD với đơn giá ước tính cho 1 ngày sử dụng giàn và các dịch vụ liên quan trong năm 2020 là ~ 226,000 USD (giá giàn 62,500 USD/ngày)

Việc áp dụng thành công phương án trên đã mở ra một hướng mới cho công tác sửa giếng sau này, phương pháp này có thể áp dụng được đối với các giếng khai thác với bộ hoàn thiện dưới có nhiều packer khai thác hoặc đối với những giếng sau khi đánh giá không cần phải kéo toàn bộ bộ hoàn thiện giếng trước khi tiến hành sửa giếng mà vẫn có yêu cầu thực hiện được công tác can thiệp giếng sau này.

**4. KẾT LUẬN**

Phương pháp “Sửa giếng khai thác bằng cách thay thế bộ hoàn thiện trên và tái kết nối với bộ hoàn thiện dưới qua packer khai thác” áp dụng tại giếng PL-1P dự án 01&02/17 đã chứng minh hiệu quả được thể hiện không chỉ từ hiệu quả thi công mà còn bằng kết quả khai thác của giếng từ năm 2020 tới hiện tại với lưu lượng ổn định ở mức cao. Phương án này cho phép loại trừ các rủi ro, tránh các phức tạp có thể xảy ra liên quan đến công tác thu hồi bộ hoàn thiện dưới (điều này thường xuyên xảy ra trong quá trình sửa giếng tại Việt nam cũng như trên thế giới). Cho tới nay, phương pháp này đã được công nhận là sáng kiến cấp tập đoàn và hiện đang được PVEP POC chuẩn bị áp dụng tại giếng DH-21XPST❖