

# NGHIÊN CỨU VÀ ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ XỬ LÝ ACID CHO CÁC GIẾNG NGẦM KHAI THÁC TẠI MỎ ĐẠI HÙNG

Trần Văn Lâm, Nguyễn Mạnh Tuấn, Lê Bá Tuấn  
 Trần Như Huy, Nguyễn Tất Hoàn, Nguyễn Xuân Vinh  
 Trần Thanh Hải, Phạm Đức Thành  
 Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước  
 Email: lamtv@pvep.com.vn

## Tóm tắt

Sau quá trình khai thác dài, các giếng ngầm tại khu vực phía Bắc mỏ Đại Hùng (DH-01) đã bị nhiễm bẩn nặng, sản lượng giảm nhanh, áp suất đầu giếng thấp và khai thác không liên tục. Để cải thiện sản lượng khai thác, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)/Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) đã nghiên cứu đánh giá mức độ nhiễm bẩn và đề xuất thực hiện giải pháp xử lý acid. Tuy nhiên, công nghệ này mang tính rủi ro cao, thậm chí có thể gây hỏng giếng, đặc biệt phương pháp xử lý acid tại các giếng có hoàn thiện đầu giếng ngầm rất khó khăn và chưa từng được áp dụng tại Việt Nam.

Bài báo đánh giá hiệu quả ứng dụng các cải tiến trong công nghệ bơm rửa acid cho giếng ngầm khai thác tại mỏ Đại Hùng. Kết quả thực hiện cho thấy giải pháp bơm acid đã giúp xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng, đưa 6/8 giếng ngầm khai thác trở lại ổn định với lưu lượng gia tăng 12 - 40%, trong đó có một số giếng tăng lưu lượng từ 4 - 11 lần (DH-12X, DH-4X, DH-5P). Việc cải tiến công nghệ bơm rửa acid với tỷ lệ áp dụng thành công cao (khoảng 75%) đã giúp duy trì và nâng cao hiệu quả khai thác, làm tiền đề và là bài học kinh nghiệm quý cho công tác xử lý acid trên toàn mỏ Đại Hùng và các mỏ khác trong tương lai.

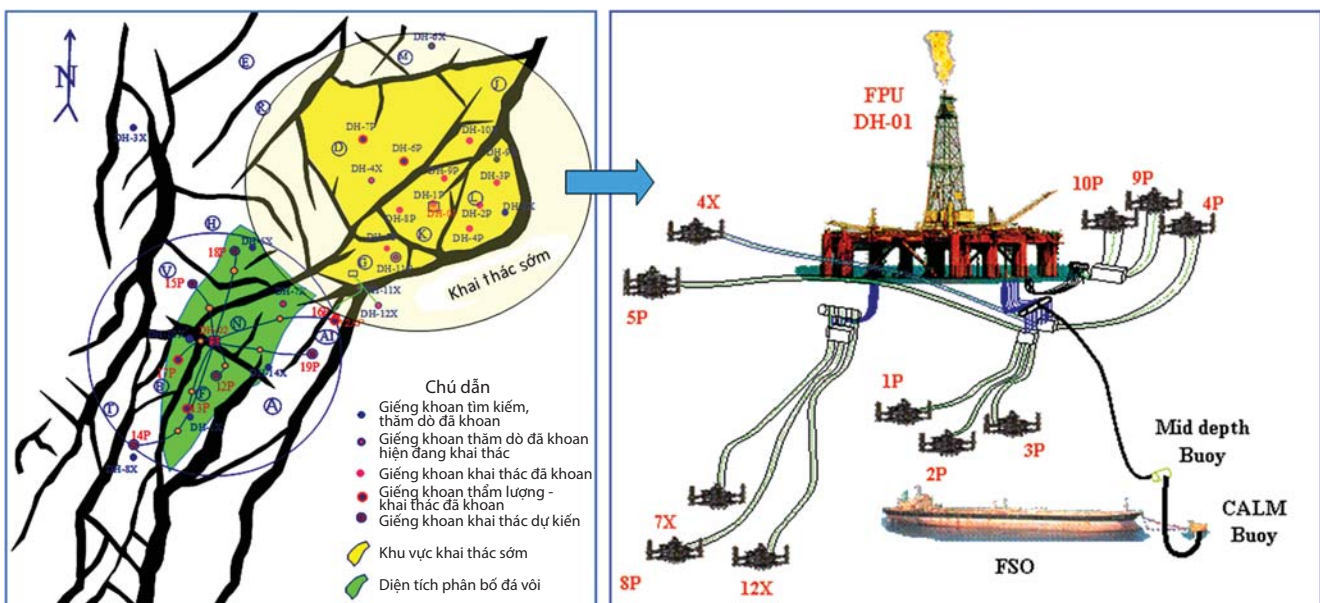
**Từ khóa:** Xử lý acid, giếng ngầm, hệ số nhiễm bẩn, mỏ Đại Hùng.

## 1. Giới thiệu

Mỏ Đại Hùng được đưa vào khai thác sớm tại khu vực phía Bắc với 7 giếng ngầm bằng giàn FPU DH-01 từ những năm 90 trước khi giao quyền điều hành cho PVEP vào năm 2003 (Hình 1).

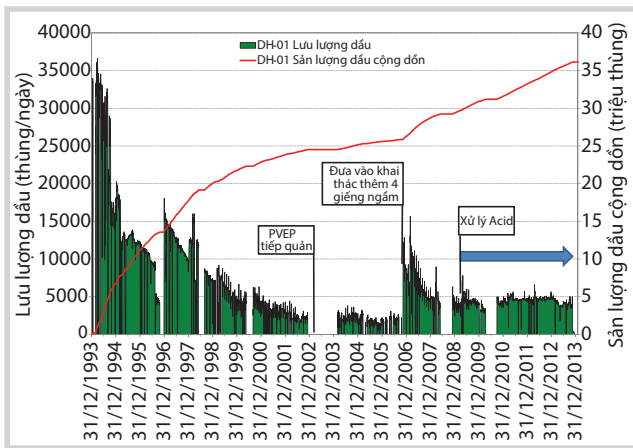
Sản lượng khai thác của mỏ Đại Hùng ban đầu đạt 35.000 thùng dầu/ngày, nhưng sau đó đã suy giảm rất

nhẹ và đến thời điểm PVEP nhận chuyển giao chỉ còn 2.000 thùng/ngày. Sau khi tiếp nhận, PVEP đã tiếp tục đánh giá và khoan đưa vào khai thác thêm 4 giếng vào năm 2007 nâng tổng lưu lượng khai thác lên khoảng 10.000 thùng/ngày. Tuy nhiên, tốc độ suy giảm sản lượng của mỏ vẫn nhanh (dưới 3.500 thùng/ngày vào cuối năm 2009) (Hình 2).



Hình 1. Sơ đồ công nghệ khu vực khai thác sớm tại DH-01 với các giếng ngầm

Ngày nhận bài: 20/3/2017. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 20/3 - 7/4/2017. Ngày bài báo được duyệt đăng: 5/5/2017.

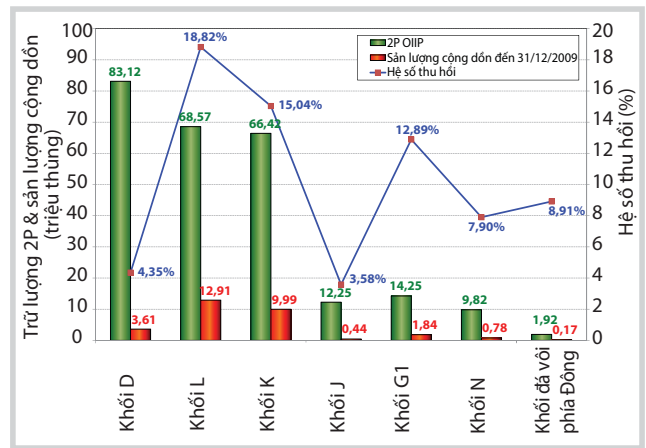


Hình 2. Tình trạng khai thác dầu tại khu vực khai thác sớm DH-01

Hệ số thu hồi dầu trung bình toàn khu vực đạt khoảng 12%, trong đó có nhiều khối có hệ số thu hồi < 10% có thể gia tăng sản lượng (Hình 3). Các giếng khai thác đã lâu và chưa được thực hiện các biện pháp tăng cường thu hồi dầu như rửa giếng để cải thiện lưu lượng hay bơm ép nước nhằm duy trì áp suất vỉa đã suy giảm mạnh. Do vậy, các giếng đều bị nhiễm bẩn ở vùng cận đáy giếng và trong thân giếng, suy giảm năng lượng vỉa. Ngoài ra, các giếng khai thác sớm có hệ thống kết nối giếng được đặt ngầm dưới đáy biển và đã sử dụng trong thời gian dài nên gặp nhiều khó khăn, thách thức:

- Các công tác khảo sát giếng và can thiệp giếng như đo MPLT/PLT các khoảng mở vỉa, đóng mở các cửa sổ khai thác (SSD) trong thân giếng để đánh giá động thái khai thác của từng tập vỉa không thể thực hiện được do không đưa được thiết bị qua đầu giếng ngầm;
- Các thiết bị thu thập tài liệu áp suất và nhiệt độ đáy giếng không còn hoạt động và việc lắp đặt thiết bị mới không thể thực hiện được gây nhiều khó khăn và làm giảm sự chính xác trong việc đánh giá mức độ và cơ chế nhiễm bẩn thân giếng và vùng cận đáy giếng (hệ số skin từ phân tích động thái áp suất đáy);
- Năng lượng vỉa thấp nên cần được gọi lại dòng lên bề mặt sau mỗi thao tác can thiệp giếng như bơm xử lý acid, bơm tuần hoàn rửa giếng... Công tác gọi dòng cho giếng gần như không có hiệu quả do không thể đưa ống cuộn (coil tubing) xuống qua bộ đầu giếng ngầm nhằm bơm khí thay thế cột chất lỏng bên trên để tạo đủ chênh áp đưa dòng dầu lên bề mặt.

Đối với các giếng có thời gian khai thác dài, cần đánh giá động thái khai thác và tiến hành các biện pháp xử lý vùng cận đáy giếng như bơm acid để cải thiện lưu lượng khai thác. Do các hạn chế của giếng hoàn thiện ngầm ở mỏ Đại Hùng, việc áp dụng công nghệ bơm xử lý acid



Hình 3. Hệ số thu hồi dầu tại khu vực khai thác sớm DH-01 đến ngày 31/12/2009

thông thường sẽ gặp nhiều rủi ro và ảnh hưởng tới sản lượng khai thác như: không gọi lại được dòng khai thác và gây hỏng giếng do không bơm rửa được các sản phẩm lắng đọng từ các phản ứng không mong muốn giữa acid với nhiều tạp vỉa khác nhau ngăn chặn dòng khai thác hoặc thậm chí lấp nhét ống khai thác. Trên thực tế, việc thực hiện xử lý acid cho các giếng ngầm chưa được triển khai tại Việt Nam. Do đó khi tiếp nhận vận hành mỏ, PVEP/PVEP POC đã tiến hành các nghiên cứu nhằm đánh giá khả năng thực hiện và hiệu quả bơm xử lý acid các giếng ngầm để cải thiện lưu lượng như:

- Hệ thống hóa việc theo dõi hiện trạng và đánh giá động thái khai thác các giếng;
- Đánh giá mức độ và cơ chế nhiễm bẩn (hệ số skin) bằng cách điều chỉnh quy đổi về điều kiện đáy giếng sử dụng tài liệu khai thác tại bề mặt;
- Phân tích đặc điểm thạch học của các tầng đang khai thác tại mỏ Đại Hùng để lựa chọn thành phần acid tương thích;
- Xem xét khả năng triển khai quy trình bơm acid cũng như gọi dòng hợp lý ngoài thực địa cho các giếng ngầm.

Các kết quả nghiên cứu trên đã giúp triển khai thực hiện các chiến dịch xử lý acid bắt đầu từ năm 2010 với tỷ lệ thành công cao khoảng 75%, giúp duy trì lưu lượng từ các giếng ngầm khu vực DH-01 ổn định khoảng trên 5.000 thùng/ngày trong gần 2 năm (Hình 2), hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng được giao.

## 2. Các nghiên cứu xử lý acid mỏ Đại Hùng

### 2.1. Khái niệm chung về xử lý acid

Công nghệ xử lý acid ứng dụng khả năng của acid để hòa tan vật liệu lạ xâm nhập, tích tụ trên bề mặt hoặc

**Bảng 1. Thành phần hỗn hợp acid truyền thống [3, 4]**

Thành phần khoáng vật	Nhiệt độ	Độ thấm		
		> 100mD	20 - 100mD	< 2mD
Hàm lượng thạch anh cao (> 80%)	< 93°C	12% HCl 3% HF	10% HCl 2% HF	6% HCl 1,5% HF
Hàm lượng sét thấp (< 10%)		7,5% HCl 3% HF	6% HCl 1% HF	4% HCl 0,5% HF
Hàm lượng sét cao (> 10%)		10% HCl 1,5% HF	8% HCl 1% HF	6% HCl 0,5% HF
Hàm lượng bột kết thấp (< 10%)		12% HCl 1,5% HF	10% HCl 1% HF	8% HCl 0,5% HF
Hàm lượng sét cao (> 10%)	> 93°C	10% HCl 2% HF	6% HCl 1,5% HF	6% HCl 1,5% HF
Hàm lượng bột kết cao (> 10%)		6% HCl 1% HF	4% HCl 0,5% HF	4% HCl 0,5% HF
Hàm lượng sét thấp (< 10%)		8% HCl 1% HF	6% HCl 0,5% HF	6% HCl 0,5% HF
Hàm lượng bột kết cao (> 10%)		10% HCl 1% HF	8% HCl 0,5% HF	8% HCl 0,5% HF

trong mạng lưới kênh dẫn của vỉa chứa cũng như hòa tan một phần vật liệu cấu tạo vỉa chứa dầu khí. Công nghệ xử lý acid được chia thành 3 loại chính: rửa acid, xử lý acid thông thường và xử lý acid kết hợp nứt vỡ vỉa thủy lực.

- Rửa acid nhằm loại bỏ cặn hòa tan bám trên thành giếng khoan và lỗ bắn vỉa: lắng đọng calcium, sản phẩm ăn mòn, tồn đọng vôi bùn, chất chống mất dung dịch từ dung dịch khoan, lớp xi măng tồn đọng.

- Xử lý acid thông thường: Bơm dung dịch chứa acid vào hệ thống khe nứt, kênh dẫn của vùng vỉa lân cận đáy giếng với áp suất bơm nhỏ hơn áp suất phá vỡ vỉa để thông qua cơ chế hòa tan, phục hồi hoặc làm tăng độ thấm của vùng vỉa chứa này. Với đá chứa carbonate, xử lý acid có tác dụng tạo ra hoặc mở rộng các kênh dẫn tiến sâu vào bên trong vỉa sản phẩm. Với đá chứa lục nguyên, xử lý acid nhằm loại bỏ nhiễm bẩn, phục hồi độ thấm nguyên trạng của vỉa chứa vùng cận đáy giếng; mở rộng hệ thống kênh dẫn, tăng độ thấm cho vùng vỉa này. Quá trình xử lý acid thông thường gắn liền với việc ép acid vào vỉa và chiều sâu xâm nhập nhỏ chỉ tác động lên lớp đá vùng lân cận đáy giếng khoan, nên phương pháp này còn được gọi là xử lý acid vùng cận đáy giếng.

- Xử lý acid kết hợp nứt vỡ vỉa thủy lực là quá trình bơm ép dung dịch acid vào vỉa chứa dạng carbonate (không dùng cho vỉa chứa dạng cát kết) với áp suất lớn hơn áp suất phá vỡ vỉa.

Các giếng khai thác ngầm của mỏ Đại Hùng đều hoàn thiện khai thác đồng thời nhiều tầng sản phẩm, bao gồm cả vỉa trầm tích lục nguyên hoặc carbonate. Ngoài ra, do

các thiết bị khai thác đã cũ nên việc áp dụng phương pháp xử lý acid kết hợp nứt vỡ thủy lực là không phù hợp. Công nghệ rửa và xử lý acid vùng cận đáy giếng được lựa chọn cho các giếng này.

Kiểu hệ acid truyền thống cho xử lý acid vùng cận đáy giếng vỉa cát kết là kiểu hệ hỗn hợp acid flohydric (HF) và acid chlohydric (HCl) [1, 2]. HF hòa tan vật liệu nhiễm bẩn vô cơ có chứa các khoáng sét, feldspar, SiO<sub>2</sub>. HCl chống kết tủa thứ cấp là các sản phẩm không mong muốn sau phản ứng của HF với vật liệu nhiễm bẩn và khoáng vật vỉa. Để hòa tan vật liệu chứa khoáng carbonate, trước khi xử lý bằng hỗn hợp HF/HCl, người ta bơm dung dịch HCl không chứa HF. Ngoài HCl, acid acetic (CH<sub>3</sub>COOH) và acid formic (HCOOH) cũng được sử dụng để xử lý đối tượng chứa vật chất carbonate. Chọn nồng độ acid phù hợp với thành phần thạch học và đặc điểm địa chất của vỉa chứa là yếu tố quan trọng khi thực hiện công nghệ xử lý acid vùng cận đáy giếng. Các hệ acid truyền thống đã được tổng hợp và trình bày trong nhiều nghiên cứu trước đây [3, 4] và được tóm tắt trong Bảng 1.

**2.2. Đặc điểm địa chất và thạch học các tầng chứa dầu/khí mỏ Đại Hùng**

Địa chất tầng chứa mỏ Đại Hùng là các thành tạo granodiorite trước Đệ Tam gồm:

- Các tầng trầm tích lục nguyên tuổi Miocene dưới - hệ tầng Dừa (H80 - H200)

- + Các tập trầm tích lục nguyên lớt đáy (H150 - H200) chủ yếu là cuội kết, cát kết, chuyển dần lên phía trên là bột kết, sét kết và các tập than. Tầng chứa ở đây là các tập

cát kết có độ hạt khác nhau, không đồng nhất; các tập cát kết chứa dầu có độ rỗng và độ thấm tốt chủ yếu phân bố ở khối L, K.

+ Các tập trầm tích lục nguyên chứa than (H100 - H150) là các tập cát kết chứa sản phẩm chính của mỏ Đại Hùng. Thành phần thạch học gồm cát kết đa khoáng, bột kết, sét kết và than. Cát kết là loại hạt mịn đến trung với thành phần chủ yếu là thạch anh, feldspar, một ít mảnh đá, xi măng carbonate và xi măng sét thành tạo trong môi trường biến đổi mạnh như biển nông ven bờ, đồng bằng thủy triều, đồng bằng ngập lụt, lòng sông, bãi bồi. Các vỉa cát chứa sản phẩm ở đây chủ yếu là chứa dầu, rất ít vỉa chứa khí; độ rỗng và độ thấm không đồng đều.

+ Các tập trầm tích lục nguyên hạt mịn (H80 - H100) chủ yếu là cát kết, bột kết, sét kết xen kẽ các lớp sét vôi và đá vôi mỏng. Các thân cát chứa dầu, khí có chiều dày thay đổi và phát triển không liên tục theo chiều ngang, mức độ chứa dầu của tầng này không đồng đều.

- Các tầng trầm tích lục nguyên chứa vôi tuổi Miocene giữa - hệ tầng Thông - Mãng Cầu (H30 - H80) gồm tập đá vôi thềm ở phía dưới, độ rỗng nhỏ, rải rác có nứt nẻ, hang hốc, chủ yếu chứa nước và ở phía trên là sự xen kẽ rất phức tạp giữa cát kết, bột kết, sét kết, sét vôi và đá vôi ám tiêu có chứa dầu chủ yếu trong các thân cát, trong đá vôi, một vài thân đá vôi bão hòa khí hoặc tồn tại mũ khí. Chỉ có 1 giếng ngầm có khai thác dầu ở các tập có đá vôi là DH-12X.

Kết quả phân tích thạch học một số mẫu đại diện ở giếng DH-1X được trình bày trong Bảng 2. Thành phần hạt vụn chiếm 65 - 80%, xi măng chỉ chiếm khoảng 20 - 35%, chủ yếu là xi măng carbonate. Thạch anh chiếm tỷ lệ lớn (40 - 50%), feldspar chiếm tỷ lệ 20 - 25%. Các mảnh vụn đá silic, granite, đá phun trào, đá biến chất, đá trầm tích, quặng... xuất hiện với tỷ lệ thấp từ 2 - 5%. Trong thành phần xi măng gắn kết thì carbonate chiếm phần lớn nhất tiếp đến là thủy mica, hydroxide sắt và một ít siderite, chlorite. Khi lựa chọn tổ hợp dung dịch hóa phẩm (các loại acid + các phụ gia) với tỷ lệ thích hợp cần thiết cho xử lý acid sẽ dựa vào các đặc điểm địa chất và thành phần thạch học này để tăng hiệu quả xử lý nhiễm bẩn và giảm thiểu các kết tủa không mong muốn.

**2.3. Nghiên cứu thành phần hệ dung dịch xử lý acid các giếng khai thác ngầm**

Để xử lý các vỉa chứa carbonate (có chứa khoáng/đá calcite và/hoặc dolomite), acid HCl hoặc các acid hữu cơ như acid acetic (CH<sub>3</sub>COOH) và acid formic (HCOOH) thường hay được sử dụng. Khả năng hòa tan các khoáng carbonate được xếp theo thứ tự từ mạnh đến yếu như sau HCl > HCOOH > CH<sub>3</sub>COOH. Sản phẩm phản ứng giữa các acid trên với khoáng carbonate là các hợp chất muối tan được trong môi trường acid nên các acid này được gọi chung là acid muối. Các dung dịch acid muối cũng có thể dùng để xử lý trầm tích lục nguyên khi được gắn kết bởi vật liệu carbonate với khả năng tan trong HCl 20% theo khối lượng. Nồng độ HCl được sử dụng thường dao động trong khoảng 10 - 15%. Nồng độ < 10% bị hạn chế bởi khả năng hòa tan và nồng độ > 15% bị hạn chế bởi tính ăn mòn cao, nhất là trong điều kiện nhiệt độ các vỉa ở mỏ Đại Hùng trong khoảng từ 95 - 110°C. Trong hệ acid dựa trên cơ sở HCl, một số thành phần khác được bổ sung như CH<sub>3</sub>COOH (hạn chế kết tủa thứ cấp của gel sắt, nhôm và silic), chất ức chế ăn mòn (bảo vệ thiết bị lòng giếng) và chất hoạt động bề mặt (tăng khả năng chui sâu vào vỉa và khả năng tiếp xúc của dung dịch acid với vật liệu cần hòa tan).

Đối với vỉa chứa cát kết, HF là acid chủ đạo được sử dụng do khả năng hòa tan oxide silic (SiO<sub>2</sub>), feldspar và các khoáng sét nên hệ acid có HF còn được gọi là acid sét. Tuy nhiên, HF phản ứng với các khoáng chất của vỉa cát kết hoặc carbonate thành các hợp chất kết tủa [5, 6]. Để khắc phục hiện tượng này, cần áp dụng các phương pháp ngăn ngừa hiện tượng kết tủa bằng cách bổ sung HCl vào hỗn hợp acid hoặc xử lý bằng HCl trước khi tiến hành xử lý chính bằng acid sét [7]. Ngoài ra, có thể bơm NH<sub>4</sub>Cl vào vỉa cát kết trước khi xử lý để đẩy nước vỉa có chứa K, Na xa vùng cần xử lý nhằm hạn chế hiện tượng tạo kết tủa khi các ion kim loại này tác dụng với HF [8].

*Bảng 2. Kết quả phân tích thạch học một số mẫu ở giếng DH-1X*

	Mẫu DH1-9-2-32	Mẫu DH1-12-1-38	Mẫu DH1-14-3-45
<b>Chiều sâu mẫu (mMD)</b>	2.953,7	3.032,4	3.104
<b>Thành phần hạt vụn (%)</b>	65	80	83
Thạch anh (%)	40	40	50
Feldspar (%)	20	27	23
Mảnh đá silic (%)	5	7	7
Mảnh đá phiến (%)		1	
Mảnh đá quartzite		ít	
Mảnh đá granite			1
Mica (%)		2	1
Quặng (%)		1	1
<b>Thành phần xi măng (%)</b>	35	20	17
Carbonate (%)	30	7	10
Thủy mica (%)	2	13	5
Hydroxide sắt (%)	3	ít	2

Dựa vào kết quả thạch học, PVEP/PVEP POC đã điều chỉnh các thành phần trong hỗn hợp acid, khác với loại các nhà thầu khác đang sử dụng do Schlumberger hoặc BJ cung cấp (Bảng 1). Đầu tiên, các mẫu vụn của trầm tích lục nguyên tại 5 giếng đã được sử dụng để thực hiện thí nghiệm xác định độ hòa tan của đá vôi trong 3 hệ dung dịch acid với tỷ lệ pha trộn các acid khác nhau (HCl, HF, CH<sub>3</sub>COOH) (Bảng 3 và 4). Độ hòa tan theo thời gian (sau 30 phút và 60 phút) được ghi nhận để đánh giá tốc độ hòa tan (tốc độ phản ứng chậm thì khả năng xử lý nhiễm bẩn vào thành hệ càng xa) cũng như khả năng hòa tan tối đa.

Kết quả thí nghiệm cho thấy hệ acid muối HCl với nồng độ 15% hay hệ acid sét HCl-HF với tỷ lệ 15:2 đều có khả năng hòa tan trên 20% và phù hợp cho xử lý acid các giếng khai thác đa tầng các vỉa trầm tích lục nguyên có thành phần carbonate biến thiên rộng từ khoảng 7 - 30%. Hệ acid được đề xuất là hỗn hợp acid muối HCl 15% bơm trước để xử lý các khoáng carbonate và đẩy các ion có thể gây kết tủa, sau đó là hệ acid sét HCl-HF tỷ lệ 15:2 + CH<sub>3</sub>COOH 5% để xử lý các khoáng sét và giảm kết tủa, cùng với các phụ gia chống ăn mòn và chất hoạt động bề mặt (Bảng 5).

**2.4. Động thái khai thác và cơ chế nhiễm bẩn**

Đến cuối năm 2009, khu vực DH-01 có 9 giếng vẫn còn hoạt động khai thác gồm (DH-1P, DH-8P, DH-9P) ở khối K, DH-3P ở khối L, DH-4X ở khối D, DH-5P ở khối G1, DH-7X ở khối N, DH-10P ở khối J, và DH-12X ở khối đá vôi phía Đông. Việc lựa chọn các giếng để xử lý acid dựa trên cơ sở phân tích động thái khai thác các giếng thuộc từng khối, cơ chế nhiễm bẩn cũng như trữ lượng và số liệu thu hồi cho từng giếng.

**Khối D:** Giếng DH-4X là giếng duy nhất đang khai thác trên khối D có trữ lượng dầu tại chỗ 2P cao nhất. Tuy nhiên, hệ số thu hồi của giếng DH-4X chỉ đạt 4,3% nên năng lượng vỉa ở đây còn tương đối lớn. Động thái khai thác của giếng trong Hình 4 cho thấy lưu lượng dầu giảm nhanh từ trung bình 4.600 thùng/ngày (BSW < 1%) xuống còn ~ 1.100 thùng/ngày (BSW 15%) sau 6 năm đầu khai thác, sau đó tiếp tục suy giảm xuống dưới 600 thùng/ngày (BSW 25%) vào năm 2003 và chỉ còn khoảng 10 thùng/ngày (BSW 30%) tại thời điểm ngày 31/12/2009. Áp suất đầu

**Bảng 3.** Khả năng hòa tan của đá vôi trong các hỗn hợp acid khác nhau tại nhiệt độ thường

Thời gian	Thành phần hệ acid	Độ hòa tan (%) của đá vôi				
		M01	M02	M03	M04	M05
30 phút	HCl 12% HF 4%	12,2	13,0	12,8	13,9	12,9
	HCl 13% HF 3%	14,2	13,5	14,5	14,7	14,5
	HCl 15% HF 2% + CH <sub>3</sub> COOH 5%	17,8	17,5	18,2	17,9	18,2
60 phút	HCl 12% HF 4%	18,2	19,3	18,5	19,7	20,5
	HCl 13% HF 3%	21,6	22,1	23,1	21,8	23,4
	HCl 15% HF 2% + CH <sub>3</sub> COOH 5%	18,5	28,7	30,1	30,1	30,5

**Bảng 4.** Khả năng hòa tan của đá vôi trong các hỗn hợp acid khác nhau tại nhiệt độ 65°C

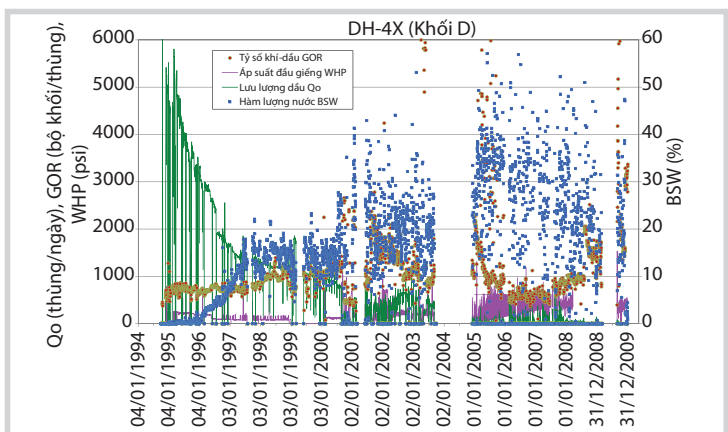
Thời gian	Thành phần hệ acid	Độ hòa tan (%) của đá vôi				
		M01	M02	M03	M04	M05
30 phút	HCl 15%	19,0	21,5	26,2	23,9	24,5
	HCl 8% + HF 2%	23,4	24,3	24,9	27,1	30,4
	HCl 15% + HF 2% + CH <sub>3</sub> COOH 5%	27,1	28,6	29,8	30,2	27,7
60 phút	HCl 15%	27,0	28,5	26,2	28,8	27,5
	HCl 8% + HF 2%	30,4	31,3	29,9	32,1	31,4
	HCl 15% + HF 2% + CH <sub>3</sub> COOH 5%	35,1	33,6	35,8	36,2	37,7

**Bảng 5.** Hỗn hợp acid và chất phụ gia đề xuất cho xử lý các giếng ngầm Đại Hùng

Thành phần	Acid muối HCl	Acid sét HCl-HF	Acid acetic CH <sub>3</sub> COOH	Chống ăn mòn WCI-1212	Chống ăn mòn WHT-8213	Chất hoạt động bề mặt NTF
Nồng độ (%)	15	15:2	5	1,25	3,75	2,5

**Bảng 6.** Thông số khai thác giếng ngầm DH-4X tại thời điểm ngày 16/1/1995 và 5/9/2002

Thời điểm	Lưu lượng dầu (thùng dầu/ ngày)	Lưu lượng chất lỏng (thùng/ ngày)	Hàm lượng nước (%)	Tỷ số khí - dầu (ft <sup>3</sup> tiêu chuẩn/ thùng)	Áp suất đầu giếng (psi)
16/1/1995	4.600	4.613	0,3	665	230
5/9/2002	653	896	27	956	250
22/1/2009	48	69	30	1.200	700



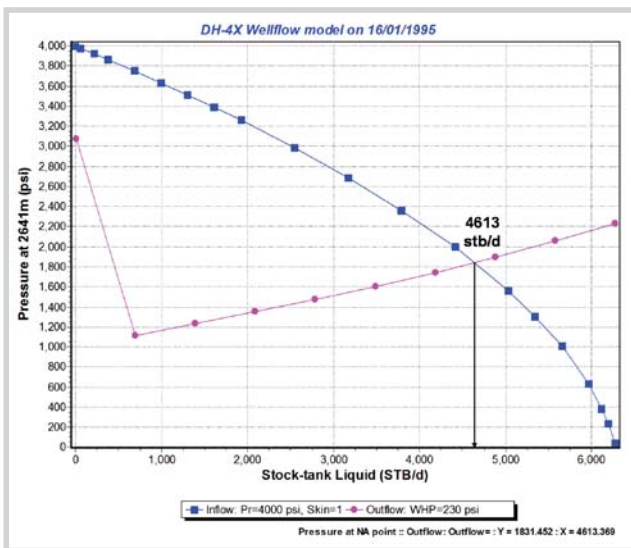
**Hình 4.** Động thái khai thác giếng DH-4X (khối D) đến 31/12/2009

giếng trung bình khoảng 250psi (trước năm 2013), sau đó tăng lên khoảng 400psi. Sự suy giảm lưu lượng được đánh giá có thể do các nguyên nhân như giếng đã bị nhiễm bẩn và/hoặc năng lượng vỉa bị suy giảm. Do giếng chưa được tiến hành khảo sát thủy động lực học và thiếu các thông số tại đáy giếng như áp suất và nhiệt độ trong quá trình khai thác nên phương pháp đánh giá được thực hiện dựa vào các thông số khai thác bề mặt và các giả thuyết hợp lý về thông số đáy giếng/tính chất vỉa để xây dựng mô hình dòng chảy trong thân giếng (outflow) và dòng chảy từ vỉa vào giếng (inflow), điều chỉnh sao cho các tính toán bề mặt phù hợp với thông số khai thác đo được tại các thời điểm khác nhau.

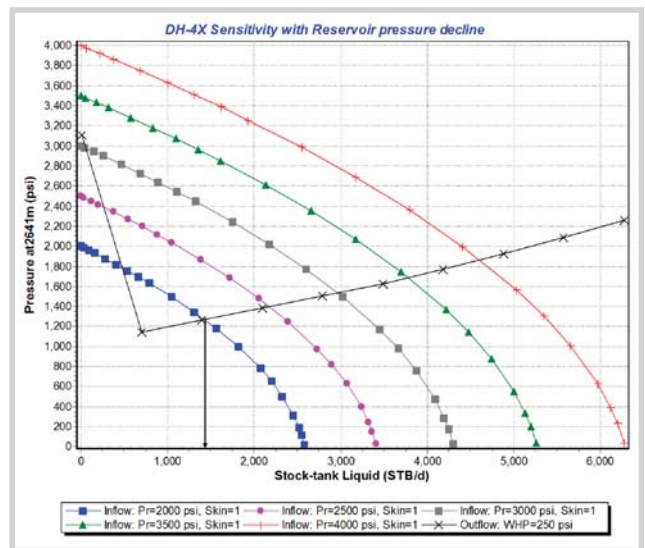
Dựa vào các thông số như quỹ đạo giếng (thân đứng), cấu trúc hoàn thiện giếng, áp suất vỉa ban đầu ~ 4.000psi tại 2.641m, độ thấm vỉa trung bình ~ 20mD theo mẫu lõi,

số liệu khai thác tại 3 thời điểm khác nhau (Bảng 6), mô hình dòng chảy giếng DH-4X với điểm nút tại 2.641m được xây dựng như Hình 5.

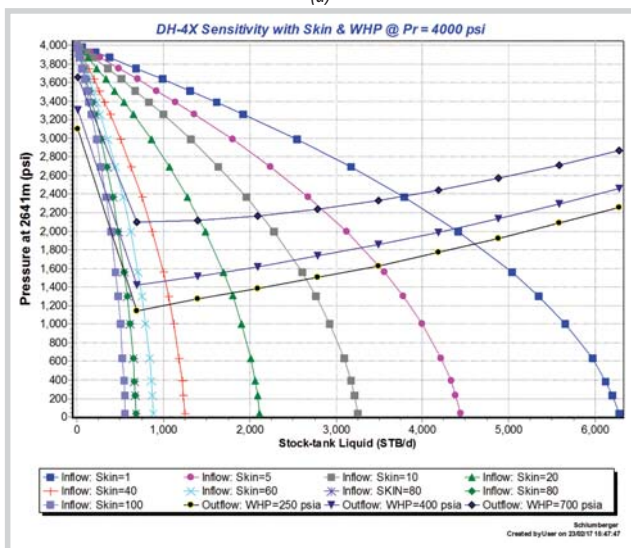
Giả sử tại thời điểm ban đầu 16/1/1995, áp suất vỉa chưa bị suy giảm  $P_r = 4.000\text{psi}$  và giếng chưa bị nhiễm bẩn với hệ số skin là 1, các đường inflow/outflow cơ sở được thiết lập trong Hình 5a. Tại thời điểm ngày 5/9/2002, lưu lượng chất lỏng là 896 thùng/ngày, nếu giếng không bị nhiễm bẩn và nguyên nhân dẫn đến lưu lượng khai thác giảm là do giảm áp suất vỉa thì áp suất vỉa phải giảm trên 50% (Hình 5b) không phù hợp với thực tế khai thác. Hình 5c cho thấy sự thay đổi lưu lượng theo hệ số nhiễm bẩn skin và áp suất đầu giếng trong trường hợp không có sự suy giảm trong áp suất vỉa. Có thể thấy sự gia tăng mức độ nhiễm bẩn đóng vai trò chủ yếu trong việc làm suy giảm lưu lượng. Hình 5d xét trường hợp áp suất vỉa suy giảm



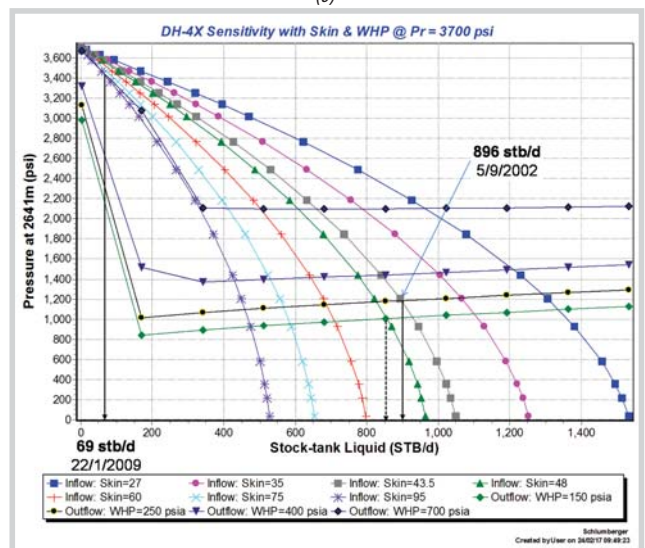
(a)



(b)



(c)



(d)

Hình 5. Kết quả mô phỏng mức độ nhiễm bẩn (hệ số skin) giếng DH-4X

không đáng kể  $\sim 7,5\% = 300\text{psi}$  thì hệ số nhiễm bẩn theo mô phỏng vào ngày 5/9/2002 và 22/1/2009 đã lên đến 43,5 và 95 cho thấy mức độ nhiễm bẩn rất cao. Các tính toán trên cho thấy cần phải xử lý acid vùng cận đáy giếng đã bị nhiễm bẩn để cải thiện lưu lượng khai thác và đề xuất áp dụng giải pháp này cho giếng DH-4X vào tháng 1/2010. Phương pháp tính toán và đánh giá tương tự cũng được áp dụng cho các giếng ngầm còn lại.

**Khối L:** Giếng DH-3P là giếng khai thác chủ lực và duy nhất còn hoạt động trên khối L (2 giếng 2P và 4P đã dừng khai thác). Sau 16 năm khai thác, hệ số thu hồi của giếng DH-3P rất cao ( $\sim 19\%$ ) nên năng lượng vỉa ở đây đã suy giảm. Ngoài ra, giếng này đã bị ngập nước với hàm lượng BSW lên đến 80 - 90% từ năm 2003 (Hình 6a). Nếu xử lý acid giếng này thì acid tác động vào vùng nước làm tăng thêm lưu lượng nước trong khi không cải thiện được lưu lượng dầu. Vì vậy, giếng này không được đề xuất áp dụng phương pháp xử lý acid.

**Khối K:** Có 3 giếng khai thác còn hoạt động là DH-1P (16 năm) và DH-8P và DH-9P (3 năm), trong đó DH-1P là giếng chủ lực. Dù tổng thu hồi khối K đạt  $\sim 15\%$  và lưu lượng đã suy giảm nhiều so với thời gian ban đầu nhưng các giếng ở khối K đều có lưu lượng tương đối lớn và chưa bị ngập nước ( $\text{BSW} < 5\%$ ). Giếng DH-1P và DH-8P đang khai thác với tỷ số khí - dầu (GOR) khá cao trên 2.500  $\text{ft}^3/\text{thùng}$  và hàm lượng nước thấp. Đây là yếu tố thuận lợi cho việc thực hiện và gọi dòng sau khi áp dụng phương pháp xử lý acid (Hình 6b và 6c). Giếng DH-9P có sự khác biệt trong tỷ số GOR nhỏ dưới 1.000  $\text{ft}^3/\text{thùng}$ , không thuận lợi cho việc gọi dòng do năng lượng vỉa tại khối này đã suy giảm nhiều (Hình 6d). Hệ số nhiễm bẩn của 3 giếng này khoảng từ 15 - 57 (Bảng 7). Sự suy giảm lưu lượng là do ảnh hưởng của suy giảm áp suất vỉa và nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng. Từ các kết quả phân tích, giếng DH-1P được đề xuất xử lý acid trước để đánh giá hiệu quả cho khối K, các giếng DH-8P và DH-9P có thể tuần tự thực hiện tiếp theo sau tùy thuộc vào kết quả của DH-1P.

**Khối J:** Có 1 giếng khai thác duy nhất là DH-10P từ năm 2007 (3 năm). Tuy hệ số thu hồi mới đạt  $\sim 3,6\%$  nhưng lưu lượng dầu đã giảm nhanh từ 2.000 xuống  $\sim 360$  thùng/ngày với áp suất đầu giếng  $< 100\text{psi}$  và chưa bị ngập nước ( $\text{BSW} < 2\%$ ). Giếng đã có lần ngưng dòng chảy và có hiện tượng dầu bị đông đặc trong ống khai thác vào tháng 6/2009 (Hình 6e). Giếng đã được kiểm tra hệ thống khai thác và gọi dòng trở lại thành công, tuy nhiên lưu lượng không được cải thiện và tiếp tục suy giảm. Vì vậy, sự suy giảm lưu lượng dầu đồng thời chỉ có khí lên bề mặt (GOR tăng vọt lên 4.500  $\text{ft}^3/\text{ngày}$ ) có thể do hiện tượng lắng

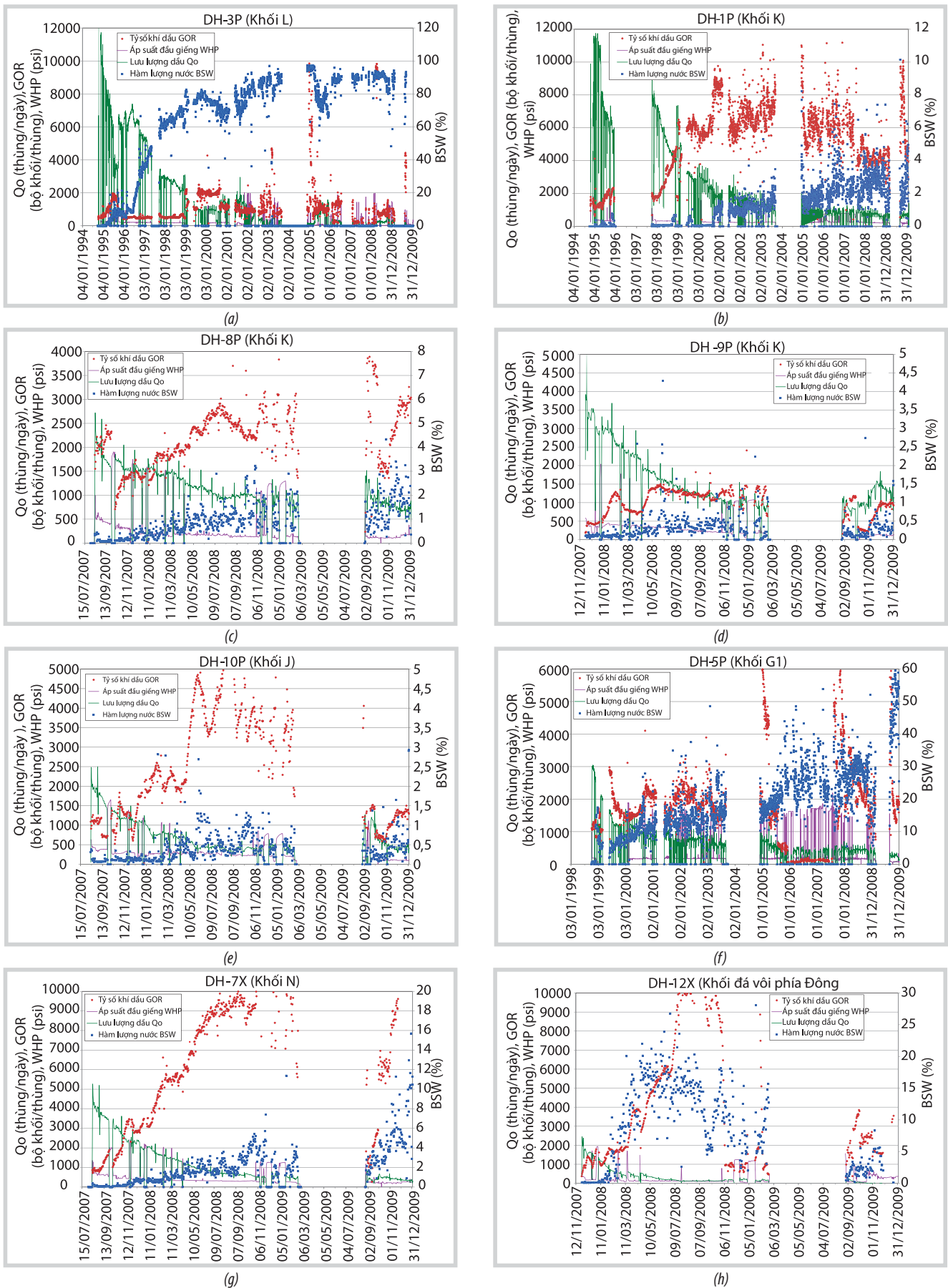
động paraffin và/hoặc do vùng cận giếng đã bị nhiễm bẩn nặng. Phân tích cho thấy hệ số skin giếng này khoảng 25. Giếng DH-10P được đề xuất xử lý acid vào đợt 2.

**Khối G1:** Có 1 giếng khai thác duy nhất là DH-5P từ năm 1998 (12 năm) với hệ số thu hồi đạt 13%. Lưu lượng dầu giảm từ 3.000 thùng/ngày xuống còn khoảng 200 thùng/ngày với hàm lượng nước tăng cao lên đến 40 - 60% (Hình 6f). Tại thời điểm trước khi xử lý acid, giếng hoạt động yếu với lưu lượng không ổn định, suy giảm nhanh xuống dưới 100 thùng/ngày và có khí lên nhiều. Kết quả phân tích mức độ nhiễm bẩn cho thấy hệ số nhiễm bẩn tương đối của giếng khoảng 33. Giếng được đề xuất xử lý acid vào đợt 2.

**Khối N:** Có 1 giếng khai thác duy nhất là DH-7X từ năm 2007 (3 năm) với hệ số thu hồi chỉ đạt 0,8%. Giếng có lưu lượng suy giảm mạnh từ hơn 4.000 thùng/ngày xuống dưới 300 thùng/ngày và có rất nhiều khí lên bề mặt, GOR lên tới 10.000  $\text{ft}^3/\text{ngày}$  so với 850  $\text{ft}^3/\text{ngày}$  lúc ban đầu (Hình 6g). Lưu lượng suy giảm nhanh và GOR tăng cao cho thấy năng lượng vỉa quanh giếng bị suy giảm nhiều dưới áp suất bão hòa và/hoặc đã có sự xâm nhập của mũ khí. Tuy nhiên, hàm lượng nước thấp dưới 10% và GOR cao là điều kiện thuận lợi cho việc xử lý acid và gọi dòng trở lại tại giếng này. Giếng DH-7X được đề xuất thực hiện acid ngay trong đợt 1.

**Khối đá vôi phía Đông:** Có 1 giếng khai thác duy nhất là DH-12X từ năm 2007 (3 năm) với hệ số thu hồi đạt khoảng 9%. Lưu lượng khai thác giảm nhanh từ trên 2.000 thùng/ngày xuống dưới 20 thùng/ngày và chảy không ổn định với lưu lượng khí cao ( $\text{GOR} > 3.000 \text{ft}^3/\text{thùng}$ ), hàm lượng nước dao động trong khoảng 10 - 30% (Hình 6h). Cuối năm 2009, giếng đã bị dập bằng bơm ép nước và gọi dòng trở lại vào tháng 1/2010 phục vụ xử lý acid với lưu lượng tức thời ban đầu khoảng 500 thùng/ngày. Việc gọi dòng trở lại thành công sau khi dập giếng cho thấy năng lượng vỉa còn tốt, tỷ số GOR cao cũng là điều kiện thuận lợi cho công tác gọi lại dòng sau khi xử lý acid. Hàm lượng nước dao động mạnh nên có khả năng giếng sẽ bị ngập nước sau khi xử lý. Tuy nhiên, do khu vực này có trữ lượng nhỏ và là giếng duy nhất khai thác tầng chứa có carbonate nên kết quả xử lý acid có thể cung cấp thêm thông tin hữu ích cho công tác đánh giá hiệu quả xử lý acid ở tầng carbonate. Giếng DH-12X được đề xuất xử lý acid trong đợt 1.

Ngoài ra trong quá trình khai thác, theo dõi tại bề mặt của các giếng ngầm cho thấy có sự hiện diện các hạt có kích thước nhỏ từ 0,023 - 0,3mm. Do trong thành phần đất



Hình 6. Động thái khai thác các giếng ngầm tại mỏ Đại Hùng đến ngày 31/12/2009

đá có chứa các khoáng vật sét nên trong quá trình khai thác, các hạt mịn theo dòng chất lưu từ vỉa dịch chuyển ra vùng cận đáy giếng tích tụ ở đó và làm giảm độ thấm của vùng này dẫn tới giảm lưu lượng của giếng. Bên cạnh đó, độ ngập nước của các giếng có xu thế tăng, có thể là nguyên nhân tạo ra hiện tượng nước chặn dầu ở vùng cận đáy giếng. Dựa vào phân tích động thái khai thác và cơ chế nhiễm bẩn nói trên, tất cả các giếng ngầm ngoại trừ DH-3P đều có nhu cầu xử lý acid. Tuy nhiên để gọi được dòng các giếng này, sau khi xử lý acid cần lựa chọn công nghệ và quy trình thực hiện phù hợp để tránh gây mất giếng, ảnh hưởng đến sản lượng. Xem xét khả năng triển khai thiết bị ngoài thực địa, PVEP/PVEP POC đã có sáng kiến dùng dầu diesel (khối lượng riêng 0,83g/cc) để bơm đẩy hỗn hợp acid vào vỉa thay vì dùng nước (dung dịch muối hay nước biển có khối lượng riêng 1,05 - 1,2g/cc) kết hợp với việc nén khí đồng hành trích từ các giếng khai thác khác để duy trì áp suất miệng giếng trong trường hợp năng lượng vỉa quá thấp. Đây là bước đột phá của PVEP/PVEP POC trong công nghệ xử lý acid, giúp giảm đáng kể khối lượng riêng cột chất lưu trong thân giếng và vùng cận đáy giếng khoảng 0,3 - 0,4g/cc, tăng độ chênh áp thêm ~ 700 - 1.200psi và đảm bảo khả năng gọi dòng lên bề mặt sau khi xử lý bơm acid.

**2.5. Đề xuất công nghệ xử lý acid các giếng khai thác ngầm trên giàn DH-01**

Dựa vào các kết quả nghiên cứu đánh giá bên trên, phương án đề xuất xử lý acid vùng cận đáy giếng cho 8 giếng ngầm khu vực DH-01 được thông qua như sau: đợt 1 gồm DH-12X, DH-4X, DH-1P, DH-7X và đợt 2 gồm DH-8P,

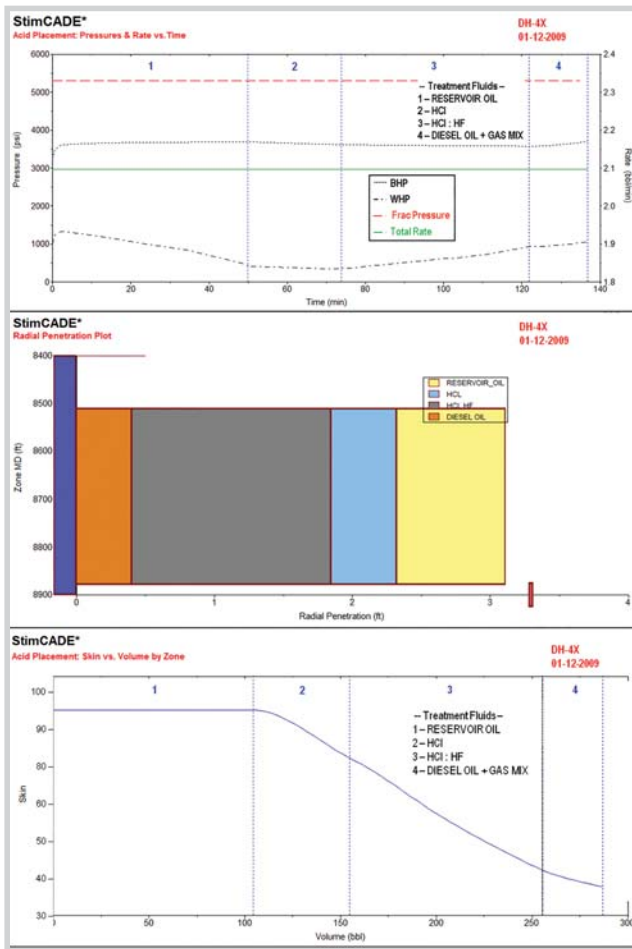
DH-5P, DH-9P và DH-10P với nồng độ hỗn hợp acid được đề xuất trong Bảng 5. Thể tích acid được xác định dựa vào độ dày khoảng mở vỉa và quá trình bơm xử lý được mô phỏng bằng phần mềm StimCADE. Bảng 7 tổng hợp các thông số giếng cơ bản cùng thể tích hỗn hợp acid được đề xuất và đã áp dụng thực tế để bơm xử lý cho từng giếng. Hình 7 biểu diễn kết quả mô phỏng tiêu biểu của StimCADE cho các thông số trong quá trình bơm, bán kính xâm nhập dự kiến và kết quả xử lý mức độ nhiễm bẩn được kỳ vọng cho giếng DH-4X. Sau khi xử lý, theo tính toán hệ số nhiễm bẩn skin sẽ giảm từ 95 xuống khoảng 38 tương ứng với lưu lượng chất lỏng đạt khoảng 800 - 1.100 thùng/ngày tùy vào WHP (Hình 5d).

Quy trình xử lý acid ở từng giếng được thực hiện như sau:

- Bơm khoảng 5m<sup>3</sup> dầu diesel (DO) vào trong cần khai thác để kiểm tra độ tiếp nhận và tạo dung dịch đệm;
- Bơm hỗn hợp dung dịch acid muối, acid sét và các chất phụ gia theo tỷ lệ đã được đề xuất cho từng giếng trong Bảng 5 và 7;
- Bơm ép acid vào vỉa bằng dầu diesel. Trong quá trình ép có bơm đồng thời với khí đồng hành trích từ hệ thống thu gom của giàn qua một hệ thống hòa trộn để duy trì áp suất bơm ép và giảm tỷ trọng dung dịch bơm ép (lưu lượng khí hòa trộn sao cho dung dịch bơm ép có khối lượng riêng < 0,6g/cc);
- Đóng giếng trong vòng 30 phút và mở giếng gọi lại dòng. Trong trường hợp giếng không có biểu hiện tự phun, thực hiện bơm dầu diesel có trộn khí để tạo chênh áp vùng cận đáy giếng để tiếp tục gọi dòng.

**Bảng 7. Thông số giếng và thể tích xử lý acid thực tế cho các giếng ngầm mỏ Đại Hùng**

Các thông số giếng	Giếng xử lý đợt 1				Giếng xử lý đợt 2			
	DH-12X	DH-4X	DH-1P	DH-7X	DH-8P	DH-5P	DH-9P	DH-10P
Loại giếng	Giếng nghiêng 37°	Giếng đứng	Giếng đứng	Giếng nghiêng 39°	Giếng nghiêng 35°	Giếng nghiêng 55°	Giếng nghiêng 37°	Giếng nghiêng 25°
Tập vỉa đang khai thác	Carbonate Miocene	Cát kết Miocene	Cát kết Miocene	Cát kết Miocene	Cát kết Miocene	Cát kết Miocene	Cát kết Miocene	Cát kết Miocene
Đường kính ống khai thác (mm)	245 × 178	245 × 178	245 × 178	245 × 178	245 × 178	245 × 178	245 × 178	245 × 178
Độ sâu khoảng vỉa (mMD)	3.190 - 3.211	2.594 - 2.749	2.263 - 2.731	3.235,5 - 3.255	2.580 - 3.012	2.811 - 3.104	2.552 - 3.110	2.481 - 2.887
Tổng độ dày bản vỉa (m)	21	39	108,5	19,5	146	75,5	187	83
Độ rỗng trung bình (%)	16,2	16,9	19,3	20,8	18,5	14,7	18,1	19,1
Hệ số nhiễm bẩn	22	> 95	17	5	15	33	7	25
Thể tích acid muối HCl (m <sup>3</sup> )	0	4	8	4	8	8	8	4
Thể tích acid sét, HCl - HF (m <sup>3</sup> )	8	16	24	12	32	16	32	12
Thể tích diesel + khí nén (m <sup>3</sup> )	34	30	32	40	32	36	48	32



Hình 7. Kết quả mô phỏng xử lý acid bằng StimCADE cho giếng DH-4X

**3. Kết quả xử lý acid và bài học kinh nghiệm**

Sau khi được xử lý acid, sản lượng khai thác của 6/8 giếng được cải thiện rõ rệt, đặc biệt là lưu lượng của các giếng DH-12X, DH-4X, DH-5P đều tăng cao (gấp 2 lần trở lên). Các giếng DH-1P, DH-8P, DH-9P có lưu lượng tăng 5 - 25%. Kết quả xử lý acid tại giếng DH-7X và DH-10P không thành công, lưu lượng giảm so với trước.

**Giếng DH-12X:** Trước khi xử lý acid, giếng đã ngừng chảy và được đập bằng bơm ép nước. Khi mở lại vào đầu năm 2010 để chuẩn bị xử lý acid, lưu lượng tức thời đạt 500 thùng/ngày. Sau khi xử lý, lưu lượng dầu trung bình đạt 2.900 thùng/ngày, tăng gấp 6 lần. Do khối này có trữ lượng thấp cùng với việc xử lý acid cũng làm cho giếng bị ngập nước (hàm lượng nước khai thác tăng từ 25% lên 80%), dẫn đến sản lượng khai thác suy giảm và dừng khai thác vào tháng 1/2012 (Hình 8a). Ước tính sản lượng gia tăng thêm do xử lý acid so với suy giảm tự nhiên khoảng 70.000 thùng và duy trì được khai thác, giúp nâng tổng hệ số thu hồi của khối từ 9% lên khoảng 21% (tổng thu hồi sau acid ~ 230.000 thùng). Công tác xử lý acid tại giếng này trong phần vữa carbonate đã thành công.

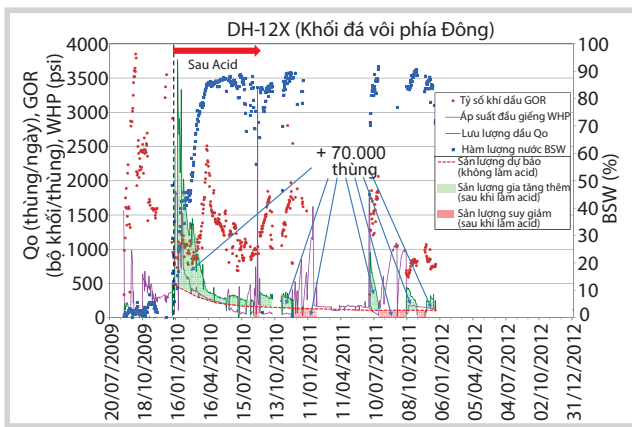
**Giếng DH-4X:** Trước khi xử lý acid, giếng khai thác lưu lượng thấp hơn 50 thùng/ngày. Sau khi xử lý acid, lưu lượng dầu được duy trì ở mức ổn định, trung bình đạt 600 - 800 thùng/ngày, tăng khoảng 12 - 16 lần so với trước khi xử lý acid. Áp suất miệng WHP = 150psi, tỷ số GOR thấp hơn trước khi xử lý acid (500 so với 2.000ft<sup>3</sup>/thùng) và hàm lượng nước khai thác duy trì ổn định ở mức 40%. Ước tính sản lượng gia tăng thêm do xử lý acid đến cuối năm 2012 đạt khoảng 590.000 thùng (Hình 8b). Dựa vào phân tích dòng chảy ở Hình 5d và các thông số khai thác cho thấy hệ số nhiễm bẩn đã giảm xuống dưới 35, phù hợp với các tính toán mô phỏng trước khi xử lý.

**DH-5P:** Trước khi xử lý acid, giếng đang chảy với lưu lượng 100 thùng/ngày và đang có xu hướng suy giảm nhanh về 0. Sau khi xử lý acid, lưu lượng trung bình đạt 400 - 500 thùng/ngày, tăng 4 - 5 lần so với trước khi xử lý acid. Hàm lượng nước khai thác được duy trì ổn định trong khoảng 25 - 35% thấp hơn trước khi xử lý acid (40 - 60%). Ước tính sản lượng gia tăng thêm từ xử lý acid đến cuối năm 2012 đạt khoảng 210.000 thùng (Hình 8c).

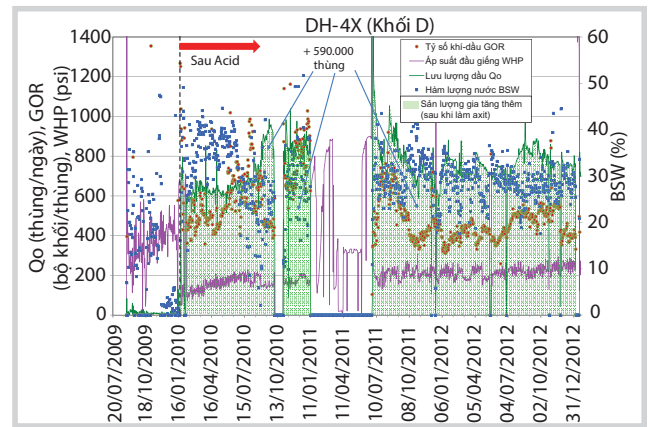
**DH-1P:** Trước khi xử lý acid, giếng khai thác lưu lượng trung bình 690 thùng/ngày. Sau khi xử lý acid, lưu lượng dầu trung bình được duy trì ổn định ở mức 950 thùng/ngày tăng khoảng 40% so với trước khi xử lý acid. Hàm lượng nước khai thác vẫn được duy trì ổn định ở mức dưới 3%. Sản lượng gia tăng thêm từ xử lý acid đến cuối năm 2012 đạt khoảng 120.000 thùng dầu (Hình 8d).

**DH-8P:** Trước khi xử lý acid giếng khai thác lưu lượng trung bình 650 thùng/ngày và đang có xu hướng suy giảm nhanh. Sau khi xử lý acid, sản lượng dầu trung bình được duy trì ổn định đạt 850 thùng/ngày, tăng khoảng 30% so với trước khi xử lý acid. Hàm lượng nước khai thác vẫn được duy trì ổn định ở mức dưới 3%. Sản lượng gia tăng thêm từ xử lý acid đến cuối năm 2012 đạt khoảng 80.000 thùng dầu (Hình 8e).

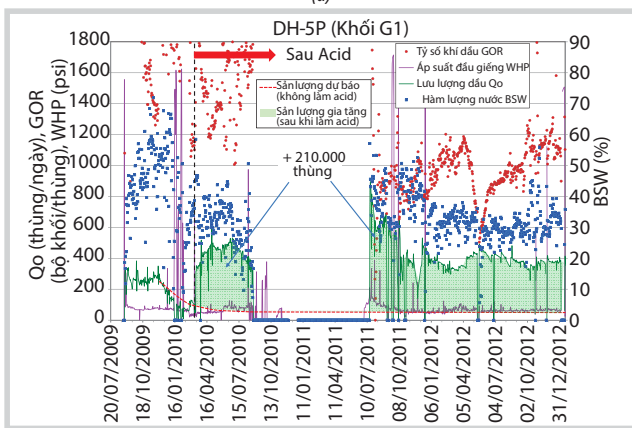
**DH-9P:** Trước khi xử lý acid, lưu lượng dầu không ổn định và đang suy giảm nhanh từ 1.600 thùng/ngày xuống 850 thùng/ngày. Sau khi xử lý acid, lưu lượng dầu đạt ổn định 950 thùng/ngày, tăng khoảng 12% và duy trì được trong thời gian 5 tháng, sau đó bắt đầu suy giảm khi tỷ lệ nước khai thác tăng từ 2% lên trên 5%. Điều này cho thấy giếng có nhiễm bẩn và xử lý acid đã giúp cải thiện sản lượng, tuy nhiên năng lượng vữa đã suy giảm và giếng bị ngập nước. Thực tế khi lưu lượng khai thác giảm xuống dưới 400 thùng/ngày, giếng đã được tiến hành tái xử lý acid lần 2 vào tháng 8/2011 đưa lưu lượng trở lại mức 650 - 850 thùng/ngày nhưng tỷ lệ nước khai thác cũng tăng lên 15 - 30% (Hình 8f). Tóm lại công tác xử lý acid của



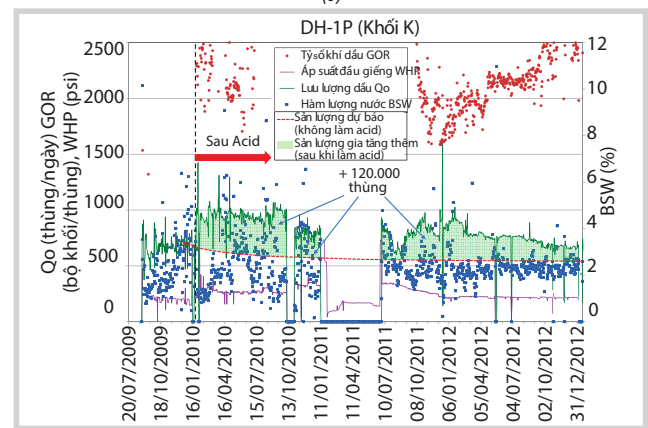
(a)



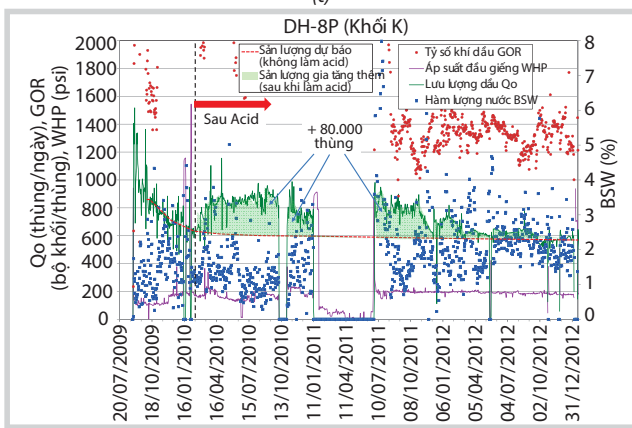
(b)



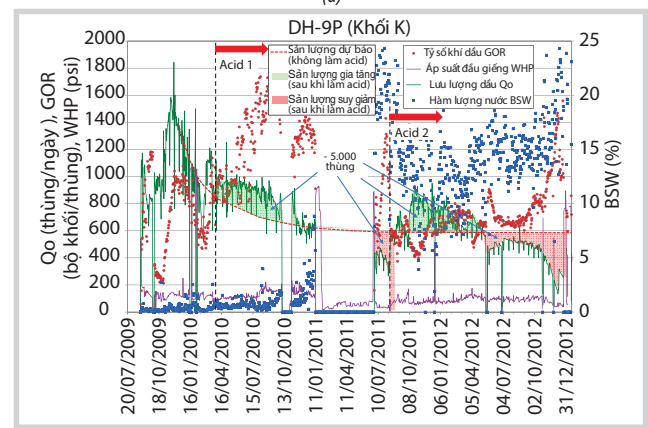
(c)



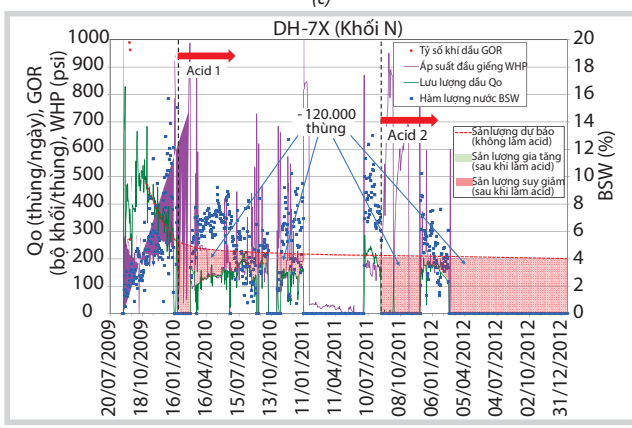
(d)



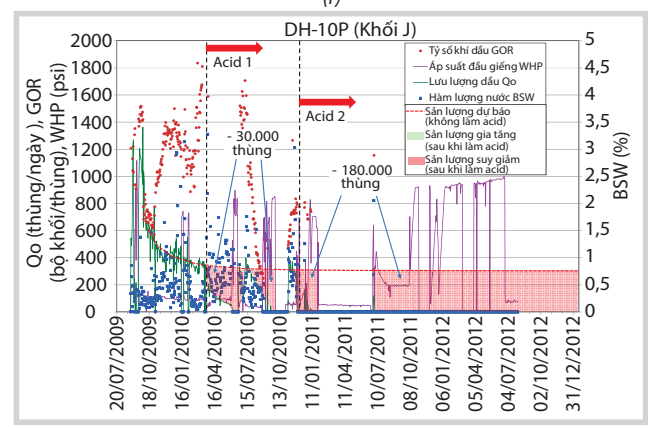
(e)



(f)

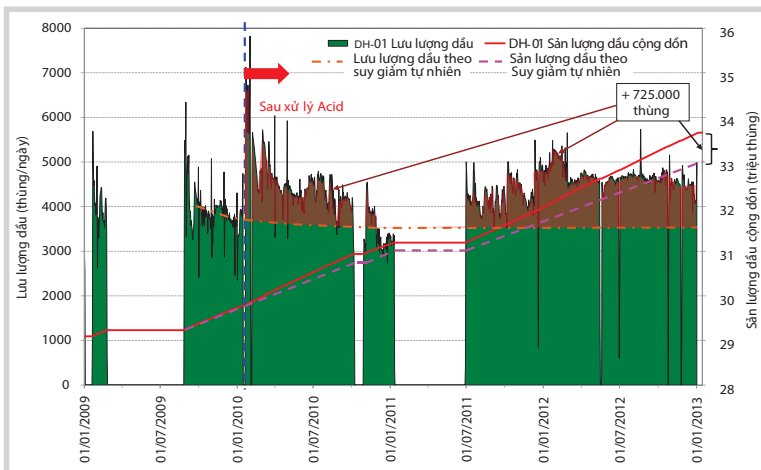


(g)



(h)

Hình 8. Động thái khai thác các giếng ngầm mỏ Đại Hùng sau xử lý acid



Hình 9. Biểu đồ sản lượng khai thác tại khu vực các giếng ngầm (DH-01) trước và sau khi xử lý acid

giếng DH-9P có hiệu quả trong việc giảm mức độ nhiễm bẩn, phục hồi và ổn định lưu lượng chất lỏng, tuy nhiên cũng đã tăng mức độ ngập nước làm giảm sản lượng dầu thu hồi thực tế (khoảng 5.000 thùng so với dự báo thu hồi từ suy giảm tự nhiên).

**DH-7X:** Giếng DH-7X đã tiến hành gọi dòng lại sau khi thực hiện xử lý acid lần 1 vào tháng 1/2010 nhưng không thành công. Sau 2 tháng giếng tiếp tục được gọi dòng trở lại và cho lưu lượng ổn định thấp khoảng 150 thùng/ngày, giảm 50% so với trước khi xử lý acid (300 thùng/ngày). Giếng được tiến hành xử lý acid lần 2 vào tháng 8/2011 với kết quả dòng khai thác là 150 thùng/ngày giảm 25% so với trước khi thực hiện xử lý acid là 200 thùng/ngày (Hình 8g). Kết quả xử lý không thành công cho thấy sự suy giảm lưu lượng không phải do hiện tượng nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng mà chủ yếu do năng lượng vỉa đã suy giảm, có thể do sự suy giảm áp suất của mũ khí.

**DH-10P:** Trước khi xử lý acid, giếng DH-10P có hiện tượng lắng đọng paraffin gây cản trở và giảm lưu lượng chất lỏng và chỉ có khí lên bề mặt. Biểu hiện cụ thể là khi GOR đột ngột tăng cao từ 1.500 ft<sup>3</sup>/thùng lên trên 5.000 ft<sup>3</sup>/thùng thì lưu lượng dầu giảm mạnh. Sau khi xử lý acid vào tháng 3/2010, lưu lượng dầu giảm khoảng 56% từ 360 thùng/ngày xuống còn 160 thùng/ngày. Do yêu cầu cần rửa giếng sạch, các lắng đọng paraffin có thể đang tích tụ trong thân giếng, xử lý acid lần 2 đã được tiến hành sau đó vào tháng 11/2010 nhưng không gọi lại được dòng (Hình 8h). Kết quả thực tế cho thấy xử lý acid không phù hợp cho giếng DH-10P và các biện pháp khác giúp giảm thiểu lắng đọng paraffin có thể mang lại hiệu quả tốt hơn.

Nhìn chung, đợt xử lý acid vùng cận đáy giếng do PVEP/PVEP POC thực hiện trong năm 2010 mang lại hiệu quả tốt, gia tăng sản lượng dầu toàn mỏ trung bình từ 4.000 thùng/ngày lên trên 5.000 thùng/ngày góp phần hoàn thành sớm kế hoạch sản lượng năm 2010. Dựa theo dự báo khai thác bằng phương pháp suy giảm tự nhiên tại thời điểm trước khi xử lý acid (tháng 1/2010), thì mức sản lượng gia tăng từ chiến dịch xử lý acid là khoảng 725.000 thùng, chiếm khoảng 18,5% sản lượng trong giai đoạn năm 2010 - 2012 (Hình 9).

Thực tiễn xử lý acid cho thấy hỗn hợp hệ acid muối + acid sét đang được đề xuất áp dụng xử lý thành công cho các tập vỉa carbonate lẫn trầm tích lục nguyên tại mỏ Đại Hùng. Đối với các giếng có mức độ nhiễm bẩn cao, năng lượng vỉa còn tương đối tốt và chưa bị ngập nước thì có thể sử dụng trực tiếp hệ acid trên để bơm ép. Đối với các giếng có hàm lượng nước cao trên 20% hoặc có gần đới nước thì phải điều chỉnh công nghệ xử lý để giảm thiểu khả năng acid tác động vào vùng ngập nước làm tăng lưu lượng nước mà không tăng lưu lượng dầu như mong muốn. Một số giải pháp được đề xuất như tính toán điều chỉnh khối lượng acid được bơm cho hợp lý tránh xâm nhập vùng nước hoặc sử dụng công nghệ bọt acid trong đó hỗn hợp acid được trộn với khí (N<sub>2</sub>) có tỷ trọng nhẹ sẽ làm cân bằng biên dạng tiếp nhận của tầng vỉa được xử lý làm cho acid đi vào vùng chứa dầu nhiều hơn. Công nghệ bọt acid cũng giúp việc gọi dòng lại dễ dàng hơn đối với các giếng ngầm hoặc các giếng có năng lượng vỉa thấp.

#### 4. Kết luận

Trên cơ sở nghiên cứu, phân tích tổng hợp động thái khai thác và các thông số khai thác tại bề mặt (xây dựng mô hình dòng chảy trong thân giếng và từ vỉa vào thân giếng tại các thời điểm khác nhau), nguyên nhân suy giảm lưu lượng và mức độ nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng đã được đánh giá. Kết quả mô phỏng cho thấy đa số các giếng có hệ số nhiễm bẩn (skin) tăng cao theo thời gian là nguyên nhân chủ yếu dẫn đến giảm lưu lượng khai thác và cần thiết phải tiến hành xử lý acid.

Kết quả nghiên cứu và thực tiễn áp dụng xử lý acid các giếng ngầm khai thác sớm tại giàn DH-01 mỏ Đại Hùng cho thấy:

- Hỗn hợp acid muối HCl 15% và acid sét HCl:HF tỷ lệ 15:2 cùng với CH<sub>3</sub>COOH 5% và các chất phụ gia chống ăn mòn là hệ acid phù hợp, có thể áp dụng hiệu quả cho cả vỉa trầm tích lục nguyên và đá vôi tại mỏ Đại Hùng.

- PVEP/PVEP POC đã có sáng kiến dùng dầu diesel (khối lượng riêng 0,83g/cc) để bơm đẩy hỗn hợp acid vào vỉa thay vì dùng dung dịch muối hay nước biển (khối lượng

riêng 1,05 - 1,2g/cc) kết hợp với việc nén khí đồng hành để duy trì áp suất miệng giếng trong trường hợp năng lượng vỉa quá thấp và giảm khối lượng riêng cột chất lưu khoảng 0,3 - 0,4g/cc trong thân giếng và vùng cận đáy giếng, tăng độ chênh áp thêm ~ 700 - 1200psi đảm bảo khả năng gọi dòng lên bề mặt sau khi bơm acid.

Kết quả xử lý acid với tỷ lệ thành công 75%, các giếng sau khi xử lý đều giảm mức độ nhiễm bẩn và gia tăng lưu lượng dầu, ngoại trừ giếng DH-12X do trữ lượng thấp và đã bị ngập nước nhiều trước khi xử lý. Ngược lại, có giếng tăng lưu lượng chất lỏng nhưng lại gia tăng độ ngập nước sau khi xử lý acid, dẫn tới suy giảm lưu lượng dầu. Vì vậy, công tác chuẩn bị xử lý acid phải chú ý đến việc giảm khả năng tác động vào vùng chứa nước, ví dụ như dùng phương pháp bơm bột acid (trộn acid với khí).

Tóm lại, công tác xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng bằng dung dịch acid ở các giếng khai thác mỏ Đại Hùng cho kết quả tốt, cụ thể là ở các giếng ngầm khu vực khai thác sớm phía Bắc. Đây là bài học kinh nghiệm quý để áp dụng công nghệ này cho các giếng hoàn thiện ngầm cho toàn mỏ Đại Hùng và các mỏ khác có điều kiện khai thác tương tự trong tương lai.

#### Tài liệu tham khảo

1. H.S.Fogler, K.Lund, C.C.McCune. *Predicting the flow and reaction of HCl/HF acid mixtures in porous sandstone*

cores. Society of Petroleum Engineers of Journal. 1976; 16(5): p. 248 - 260.

2. Pill Rae, GinoDi Lullo. *Matrix acid stimulation - A review of the State of the Art*. SPE European Formation Damage Conference, The Hague, Netherlands. 13 - 14 May 2003.

3. H.Perthuis, R.Thomas. *Fluid selection guide for matrix treatment*. Tulsa, Oklahoma, USA, Dowell Schlumberger. 1991.

4. Curtis Crowe, JacquesMasmonteil, EricTouboul, RonThomas. *Trend in matrix acidizing*. Oilfield Review. 1992.

5. C.F.Smith, A.R.Hendrickson. *Hydrofluoric acid stimulation of sandstone reservoirs*. Journal of Petroleum Technology. 1965; 17(2): p. 215 - 222.

6. B.B.Williams. *Hydrofluoric acid reaction with sandstone formation*. Journal of Engineering for Industry. 1975.

7. R.D.Gdanski. *Fluosilicate solubilities affect HF acid compositions*. SPE Production and Facilities. 1994; 9(4): p. 225 - 229.

8. Rick Gdanski. *Modeling acid returns profiles after HF acidizing treatment*. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas. 13 - 16 February, 2001.

## Studies and efficiency assessment of acid treatment in subsea production wells in Dai Hung field

Tran Van Lam, Nguyen Manh Tuan, Le Ba Tuan, Tran Nhu Huy, Nguyen Tat Hoan  
Nguyen Xuan Vinh, Tran Thanh Hai, Pham Duc Thanh

Petrovietnam Domestic Exploration Production Operating Company Limited

Email: lamtv@pvep.com.vn

#### Summary

**After a long production period, most subsea wells in the northern area of Dai Hung field (DH-01) have been heavily damaged along with fast reduction in flow rate, low wellhead pressure and discontinuous production. To improve production and recovery, the Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)/Petrovietnam Domestic Exploration Production Operating Company Limited (PVEP POC) has carried out a series of studies to evaluate the level of formation damage and made proposal for acid treatment. However, pumping acid into producing wells is a high-risk operation and in some cases could lead to loss of wells. Additionally, the implementation of acid treatment in subsea wells is highly challenging and there has been no precedent in Vietnam.**

**This paper reviews the efficiency of innovative improvement in acidising practices for subsea wells in Dai Hung field. The acid pumping helped treat the near-wellbore damaged zone effectively, bringing 6/8 subsea wells back to stable production with flow rate increment of 12 - 40%, and in some special cases achieving oil rate from 4 - 11 times higher (DH-12X, DH-4X, and DH-5P). The improvement in acid treatment with high success rate (about 75%) has helped maintain and enhance production efficiency, provided premises and valuable lessons for future acid operations in Dai Hung as well as other fields.**

**Key words:** Acid treatment, subsea wells, skin damage, Dai Hung field.