

Dầu Khí



TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM

■ SỐ 8 - 2018

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Nguyễn Ngọc Hoàn

ThS. Lê Ngọc Sơn

TS. Cao Tùng Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Tôn Anh Thi

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viên

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

Tầng M2, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37727107 * Email: tcdk@pvn.vn

Ảnh bìa: Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" triển khai các giải pháp kỹ thuật tối ưu hóa chế độ khai thác. Ảnh: Vietsovpetro

ÁP DỤNG CÔNG NGHỆ TĂNG CƯỜNG THU HỒI DẦU: TRIỂN KHAI THẬN TRỌNG VÀ PHẢI DỰA TRÊN CƠ SỞ KHOA HỌC



Việc triển khai giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR - Enhanced Oil Recovery) giúp gia tăng sản lượng khai thác, song đòi hỏi chi phí lớn, tiềm ẩn nhiều rủi ro bởi phụ thuộc vào việc lựa chọn công nghệ, phương pháp phù hợp và thời điểm áp dụng. Do đó, việc triển khai dự án EOR cần tiến hành thận trọng và phải dựa trên cơ sở khoa học, đồng thời Việt Nam cần sớm có chính sách khuyến khích và tạo sự chủ động cho các nhà thầu sớm nghiên cứu ứng dụng EOR. Tạp chí Dầu khí đã có cuộc trao đổi với TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về vấn đề này.



4 BẢO HỒ - SỐ 8/2018

4

CÁC NHÀ CHUYÊN GIA

TIỀM NĂNG SỬ DỤNG KHÍ CO₂ TRONG NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU (EOR) KẾT HỢP VỚI THU HỒI VÀ CẮT GIỮ CO₂ (CCS) TẠI VIỆT NAM



TS. NGUYỄN CHU CHUYEN
TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM (PVOIL)

Việc ứng dụng CO₂-EOR không chỉ có tiềm năng trong tăng cường thu hồi dầu mà trong cả việc cắt giảm phát thải CO₂ ra môi trường, cần phải tiến hành nghiên cứu kỹ lưỡng để áp

dụng công nghệ CO₂-EOR cho các mỏ dầu thực tế để hiểu rõ những rủi ro về mặt kỹ thuật, công tác triển khai và hiệu quả kinh tế. Các nhà khoa học của Nhật Bản và Việt Nam đã nghiên cứu các phương pháp và quy trình thiết kế thử nghiệm bơm ép CO₂-EOR trong các mỏ ngoài khơi tại Việt Nam. Một loạt các tiêu chí về độ bão hòa chất lưu và áp suất của chất lỏng đưa ra để lựa chọn vị trí thử nghiệm dựa trên mô hình

ÁP DỤNG CÔNG NGHỆ BƠM ÉP NƯỚC - KHÍ LƯỖN PHẪN (WAG) NÂNG CAO THU HỒI DẦU CHO TẦNG MIOCENE DƯỚI MỎ RANG ĐỒNG

Mỏ Răng Đồng được đưa vào khai thác từ năm 1994 và bắt đầu được bơm ép nước vào năm 2006. Để nâng cao thu hồi dầu, bên pháp bơm ép khí hydrocarbon (HCG-EOR) đã được nghiên cứu với sự hợp tác giữa các công ty Nhật Bản và Việt Nam từ năm 2008 đến năm 2010 qua các bước: Đánh giá ô nhiễm môi trường; Kiểm tra - đánh giá trên mô hình khai thác; và bảo

lấn hoàn toàn nhờ nhất thiết từ nghiên cứu trong phòng thí nghiệm và trong bảo cáo đánh giá tính khả thi của dự án. Hiệu quả sử dụng hệ số thu hồi dầu bằng giải pháp bơm ép WAG đã được xác thực qua giá tăng lượng dầu khai thác được dưới tác động tổng hợp của ảnh hưởng các thêm duy trì áp suất hệ số quét, và điều kiện chảy trong thân giếng. Ngoài ra, các hiệu ứng tích cực khác như giảm độ nhớt của dầu và giảm độ bão hòa dầu tàn dư dự định được ghi nhận từ bơm ép khí hydrocarbon được



TS. NGUYỄN CHU CHUYEN
CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT - NHẬT (JAPCO)

thực hiện dưới áp suất không trên lần hoàn toàn. Sau 3 năm triển khai áp dụng bơm ép WAG trên quy mô toàn mỏ, lượng dầu gia tăng so với giải pháp bơm ép nước thông thường được đánh giá dựa trên phân tích các chỉ số khai thác đặc trưng và mô hình mô phỏng và chia sẻ kinh nghiệm với các nhà thầu địa phương.

14 BẢO HỒ - SỐ 8/2018

14

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

16. Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ

Kỳ III: Đề xuất các giải pháp kỹ thuật - công nghệ để khai thác hiệu quả đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối

36. Nghiên cứu và phát triển các công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

44. Đánh giá khả năng và xây dựng kế hoạch thử nghiệm bơm ép polymer cho tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu

53. Đánh giá tiềm năng áp dụng giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho mỏ Đại Hùng

62. Triển vọng áp dụng các công nghệ tăng cường thu hồi dầu cho các mỏ dầu tại thềm lục địa Việt Nam



NGHIÊN CỨU - TRAO ĐỔI

68. Các phương pháp thu hồi dầu tăng cường và kết quả áp dụng tại một số mỏ trên thềm giới

74. Ứng dụng công nghệ số trong lĩnh vực thượng nguồn

FOCUS

EOR technology application:
Cautious deployment on sound
scientific basis4

Mechanism needed to encourage
research and application of solutions
to improve oil recovery9

Potential of CO₂-EOR associated with
CCS in Vietnam14

Application of WAG injection
technology to enhance oil recovery
for Rang Dong Lower Miocene
reservoir14

Maximising production in
unconventional reservoirs15

SCIENTIFIC RESEARCH

Study and proposal of technological
and technical solutions to enhance
oil recovery for Bach Ho basement
reservoir - final phase
Chapter III: Proposed technological
and technical solutions for enhanced
oil recovery from Bach Ho basement
reservoir - final phase16

IOR/EOR research and development
of Vietsovpetro36

Applicability assessment and
establishment of polymer flooding
test plan for Lower Miocene
formation of Bach Ho field to
enhance oil recovery44

Assessment of improved oil recovery
potential of Dai Hung oil field53

Potential application of enhanced oil
recovery technologies for oil fields in
the continental shelf of Vietnam ...62

An overview of enhanced oil
recovery and field applications in the
world68

Application of digital technology in
upstream sector74

Lời giới thiệu

Kể từ khi tấn dầu thô đầu tiên được khai thác từ mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long đến nay, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã khai thác được trên 390 triệu tấn dầu thô, đóng góp quan trọng cho sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Tuy nhiên, sau thời gian dài khai thác, nhiều mỏ dầu khí đang bước vào giai đoạn suy giảm sản lượng nhanh đòi hỏi phải áp dụng các giải pháp cấp thiết để gia tăng sản lượng và nâng cao hệ số thu hồi dầu trong giai đoạn cuối của mỏ.

Trong thời gian qua, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí nhận được rất nhiều ý kiến tâm huyết của các chuyên gia, nhà khoa học trong và ngoài nước về các giải pháp khoa học, kỹ thuật và công nghệ nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu, kéo dài thời gian khai thác các mỏ chủ lực như: Bạch Hổ, Rồng Đông...

Báo cáo công nghệ mới nhất của BP (BP Technology Outlook) cho thấy các công nghệ mới sẽ làm thay đổi phương thức sản xuất và sử dụng năng lượng đến năm 2050. Trong đó, BP dự báo các công nghệ, kỹ thuật mới giúp cải thiện thu hồi dầu (IOR) và nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) sẽ tiếp tục phát triển, ước tính có thể giúp khai thác thêm khoảng 500 tỷ thùng dầu, hoặc đóng góp thêm 10% trữ lượng thu hồi của thế giới vào năm 2050.

Với ý nghĩa đó, trong số này, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí giới thiệu chuyên đề nhằm tổng kết công tác nghiên cứu ứng dụng về EOR ở trong nước và trên thế giới; xu hướng ứng dụng công nghệ mới; ý kiến đề xuất của các chuyên gia, nhà khoa học giải quyết bài toán về công nghệ, kỹ thuật, hiệu quả kinh tế... để tối ưu chế độ khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu tại các mỏ dầu của Việt Nam, góp phần nâng cao hiệu quả khai thác và sử dụng tài nguyên, tiếp tục đóng góp vào sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

BAN BIÊN TẬP

ÁP DỤNG CÔNG NGHỆ TĂNG CƯỜNG THU HỒI DẦU: TRIỂN KHAI THẬN TRỌNG VÀ PHẢI DỰA TRÊN CƠ SỞ KHOA HỌC



Việc triển khai giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR - Enhanced Oil Recovery) giúp gia tăng sản lượng khai thác, song đòi hỏi chi phí lớn, tiềm ẩn nhiều rủi ro bởi phụ thuộc vào việc lựa chọn công nghệ, phương pháp phù hợp và thời điểm áp dụng. Do đó, việc triển khai dự án EOR cần tiến hành thận trọng và phải dựa trên cơ sở khoa học, đồng thời Việt Nam cần sớm có chính sách khuyến khích và tạo sự chủ động cho các nhà thầu sớm nghiên cứu ứng dụng EOR. Tạp chí Dầu khí đã có cuộc trao đổi với TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về vấn đề này.



PVJ: Vấn đề mất cân đối giữa gia tăng trữ lượng dầu khí và sản lượng khai thác dầu khí hàng năm được đặt ra tại Tọa đàm “Ngành Dầu khí Việt Nam trong cách mạng công nghiệp 4.0 phát triển và hội nhập” do Ủy ban Kinh tế Quốc hội tổ chức mới đây. Xin ông cho biết cụ thể hơn về tình trạng mất cân đối này?

TS. Phan Ngọc Trung: Công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trong thời gian qua gặp nhiều khó khăn do giá dầu đột nhiên giảm sâu và kéo dài, diện tích tìm kiếm thăm dò bị thu hẹp dần. Luật Đầu tư, Luật Đấu thầu... được hiểu và áp dụng chưa thực sự đồng bộ dẫn đến việc các đơn vị thăm

dò khai thác trong nước thiếu quyết liệt trong công tác tìm kiếm thăm dò, trong khi đó nguồn vốn đầu tư của nước ngoài vào lĩnh vực này đang bị suy giảm đáng kể.

Tính đến nay, Quy chế tài chính của Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam vẫn chưa được cấp thẩm quyền phê duyệt.

Chi phí đầu tư để phát hiện thêm trữ lượng ngày càng gia tăng theo thời gian. Tuy nhiên, nhu cầu nguyên/nhiên liệu từ dầu mỏ và khí đốt trong nước ngày càng lớn đòi hỏi vẫn phải khai thác để cung cấp cho nền kinh tế.

Hệ số gia tăng trữ lượng bù trừ vào sản lượng khai thác đạt hệ số an toàn trong giai đoạn 2011 - 2015 (1,5 lần) đã suy giảm tới mức đáng lo ngại vào năm 2016 (0,65 lần), năm 2017 (0,17 lần) và 6 tháng đầu năm 2018 chỉ còn 0,13 lần.

Nếu tình trạng mất cân đối giữa gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác vẫn tiếp diễn như hiện nay thì sản lượng khai thác dầu khí trong nước sẽ giảm đáng kể trong thời gian tới.

Cần lắm cách mạng công nghiệp 4.0 với các công nghệ tiên tiến cho phép tìm ra các mỏ mới, khai thác triệt để các mỏ dầu khí đang có với hệ số thu hồi cao hơn và cho phép sử dụng năng lượng hiệu quả hơn (giảm nhu cầu nhiên liệu).

PVJ: Theo ông việc áp dụng các công nghệ gia tăng hệ số thu hồi dầu sẽ tác động như thế nào đến sản lượng khai thác dầu khí, nhất là trong bối cảnh các mỏ dầu lớn của Việt Nam sau thời gian dài khai thác đang sụt giảm sản lượng, còn các mỏ nhỏ/cận biên thì không để đưa vào khai thác?

TS. Phan Ngọc Trung: Việc áp dụng các công nghệ EOR trên thế giới cho thấy có thể giúp gia tăng sản lượng đáng kể, nếu áp dụng thành công sẽ mang lại hiệu quả kinh tế rất lớn.

Có thể hiểu EOR là sử dụng các công nghệ tác động trực tiếp vào vỉa dầu để tăng lượng dầu có thể khai thác được từ một mỏ sau giai đoạn khai thác sơ cấp và thứ cấp. Các công nghệ này là các phương pháp hoặc tổ hợp phương pháp khí, nhiệt, hóa học hay vi khuẩn, để thu hồi dầu bị “mắc kẹt” trong vỉa chứa dầu bằng cách làm giảm các lực giữ dầu ở trong lỗ rỗng của vỉa đá, làm giảm độ nhớt khác nhau giữa dầu và nước hoặc làm giảm các đặc tính của vỉa để dầu có thể dễ dàng dịch chuyển về các giếng khai thác.



Giàn công nghệ trung tâm 3 mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng



Với các biện pháp tác động từ bên ngoài vào vỉa dầu khí (bổ sung năng lượng, tạo tương tác chất lưu/ vỉa...) nhằm tăng thêm lượng dầu khai thác ngoài lượng dầu khai thác nhờ năng lượng nội tại của vỉa được gọi chung là “cải thiện thu hồi dầu” (IOR - Improved Oil Recovery). Như vậy, IOR bao gồm các phương pháp EOR cũng như việc tái phát triển mỏ, khoan thêm (đạn dày) giếng mới và việc ứng dụng các công nghệ giếng khoan, quản lý và kiểm soát vỉa một

cách thông minh, các kỹ thuật giám sát vận hành vỉa tiên tiến và các ứng dụng cải tiến khác đối với quá trình khai thác dầu.

Cho tới thời điểm hiện tại, các giải pháp gia tăng sản lượng đang được áp dụng trên các mỏ dầu khí ở nước ta chủ yếu là các giải pháp khai thác thứ cấp như: bơm ép lưu thể (nước, khí), thổi khí (gaslift), đan dày mạng lưới giếng, khoan trở thêm nhánh...

Các giải pháp trong khai thác tam cấp EOR như: bơm ép khí CO₂, hydro-carbon, bơm ép polymer, vi sinh hóa lý... được thử nghiệm triển khai tại một số mỏ nhưng còn gặp nhiều khó khăn, chủ yếu mới chỉ dừng lại ở quy mô nhỏ. Việc áp dụng cho toàn mỏ còn đang trong giai đoạn nghiên cứu đánh giá do đặc điểm địa chất, tính chất đất đá và chất lưu giữa các mỏ/ khu vực rất khác nhau.

Tôi rất mong đợi sự thành công của các thử nghiệm này vì nếu áp



Nếu áp dụng giải pháp EOR phù hợp, chỉ cần gia tăng 1% trữ lượng của mỏ Bạch Hổ thì coi như ta đã tìm ra được 1 mỏ mới. Ảnh: PVN

dụng giải pháp EOR phù hợp, chỉ cần gia tăng 1% trữ lượng của mỏ Bạch Hổ thì coi như ta đã tìm ra được 1 mỏ mới.

PVJ: Ông có thể nói rõ hơn lý do việc nghiên cứu ứng dụng EOR tại Việt Nam đến nay mới chỉ được thử nghiệm trên quy mô nhỏ? Có rủi ro khi áp dụng thử nghiệm quy mô công nghiệp không, thưa ông?

TS. Phan Ngọc Trung: Việc triển khai giải pháp EOR giúp nâng cao sản lượng khai thác, song đòi hỏi chi



ÔNG TRẦN VIỆT HÒA
VỤ TRƯỞNG VỤ KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ
BỘ CÔNG THƯƠNG

ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ 4.0 ĐỂ NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU

Phát triển khoa học và công nghệ được xác định là 1 trong 6 nhóm giải pháp quan trọng để thúc đẩy tái cơ cấu ngành Công Thương, gắn với chuyển đổi mô hình tăng trưởng bền vững.

Chương trình phối hợp hoạt động khoa học và công nghệ giữa Bộ Công Thương và Bộ Khoa học và Công nghệ giai đoạn 2017 - 2020 đã xác định xây dựng đề xuất thực hiện 3 - 5 cụm nhiệm vụ/dự án khoa học và công nghệ có quy mô lớn.

Đối với lĩnh vực dầu khí, cụm nhiệm vụ khoa học và công nghệ quốc gia “Nghiên cứu, đánh giá, lựa chọn và xây dựng chương trình thử nghiệm, áp dụng công nghiệp các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng trầm tích lục nguyên của các mỏ dầu tại bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam” đang được Bộ Khoa học và Công nghệ tiến hành tuyển chọn đơn vị thực hiện.

Thứ nhất, mục tiêu của nhiệm vụ “Nghiên cứu lựa chọn các giải pháp công nghệ và thực nghiệm đánh giá các tác nhân nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng trầm tích lục nguyên của các mỏ dầu thuộc bể Cửu Long” là lựa chọn được giải pháp công nghệ có tính khả thi nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu phù hợp cho từng đối tượng, từng mỏ đang khai thác trong tầng trầm tích lục nguyên thuộc bể Cửu Long; xây dựng

được phương án tổng thể ứng dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho trầm tích lục nguyên trên phạm vi toàn bể; lựa chọn được đối tượng đại diện của bể Cửu Long để tiến hành thực nghiệm nghiên cứu các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu; đề xuất và chế tạo được hệ hóa phẩm nâng cao hệ số thu hồi phù hợp cho đối tượng đại diện...

Thứ hai, nhiệm vụ “Nghiên cứu, đánh giá hiệu quả của các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu và chế tạo hệ hóa phẩm quy mô pilot áp dụng cho đối tượng đại diện thuộc tầng trầm tích lục nguyên của bể Cửu Long” có mục tiêu xây dựng được mô hình khai thác, mô phỏng áp dụng giải pháp nâng cao thu hồi dầu cho đối tượng đại diện; đề xuất được phương án tối ưu áp dụng giải pháp nâng cao hệ số thu hồi cho đối tượng đại diện; thiết kế, chế tạo quy mô pilot hệ hóa phẩm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng đại diện để sử dụng cho thử nghiệm thực tế ngoài mỏ.

Thứ ba, nhiệm vụ “Nghiên cứu, ứng dụng thử nghiệm công nghiệp và đánh giá hiệu quả thực tế giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho một đối tượng đại diện thuộc tầng trầm tích lục nguyên của bể Cửu Long” sẽ đề xuất quy trình công nghệ cho quá trình bơm ép thử nghiệm công nghiệp; thiết kế và chế tạo được hệ thống thiết bị phụ trợ phục vụ thử nghiệm trên giàn khai thác thực tế; thử nghiệm công nghiệp và xây dựng được kế hoạch áp dụng trên phạm vi toàn mỏ.

Tôi cho rằng trong bối cảnh công tác tìm kiếm, thăm dò gặp nhiều khó khăn, các mỏ dầu khí chủ lực bị suy giảm sản lượng sau thời gian dài khai thác thì việc áp dụng các công nghệ để giúp cải thiện thu hồi dầu (IOR) và nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) là vấn đề cấp bách. Cụm nhiệm vụ quan trọng này và các dự án nghiên cứu khác về EOR/IOR trong thời gian tới phải giải quyết được bài toán tổng thể, ứng dụng công nghệ mới nhất của thế giới, đặc biệt là các thành tựu của cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 để gia tăng hệ số thu hồi dầu.

phí lớn, tiềm ẩn nhiều rủi ro do phụ thuộc vào việc lựa chọn công nghệ, phương pháp phù hợp và thời điểm áp dụng. Tôi khẳng định rằng 1 tấn dầu khai thác nhờ áp dụng giải pháp EOR sẽ có chi phí cao hơn rất nhiều so với 1 tấn dầu khai thác ở giai đoạn sơ cấp và thứ cấp tại 1 mỏ.

Với các dự án dầu khí trên biển, không gian bị hạn chế và thời tiết khắc nghiệt có ảnh hưởng rất lớn đến quá trình triển khai dự án EOR, gia tăng chi phí đầu tư hệ thống thiết bị - công nghệ.

Việc lựa chọn giải pháp EOR phù hợp với từng mỏ không chỉ tính đến hiệu quả về gia tăng trữ lượng dầu có thể thu hồi, mà đồng thời còn phải tính đến khả năng tương thích của hệ thống thiết bị hiện có cũng như tối ưu hóa chi phí đầu tư bổ sung.

Ngoài ra còn phải tính đến yếu tố kinh tế của dự án EOR. Các nước có ngành dầu khí phát triển trên thế giới đều có chính sách khuyến khích nghiên cứu và áp dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu. Trong khi đó, các quy định trong Luật Dầu khí và hợp đồng dầu khí mẫu của Việt Nam hiện nay chưa thực sự khuyến khích nhà đầu tư nghiên cứu ứng dụng EOR.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang yêu cầu Viện Dầu khí Việt Nam triển khai nghiên cứu, ứng dụng thử nghiệm công nghiệp và đánh giá hiệu quả thực tế giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho một đối tượng đại diện thuộc tầng trầm tích lục nguyên của bể Cửu Long.

PVJ: Ngoài việc cần sớm có cơ chế khuyến khích nghiên cứu áp dụng EOR như kinh nghiệm của các nước trên thế giới, theo quan điểm của ông, các doanh nghiệp sẽ phải chủ động giải quyết bài toán kinh tế - kỹ thuật trong quá trình triển khai dự án EOR theo hướng nào?



Mỏ Rạng Đông. Ảnh: PVN

TS. Phan Ngọc Trung: Tôi cho rằng quá trình triển khai dự án EOR phải được tiến hành thận trọng với kế hoạch chi tiết và phải dựa trên cơ sở khoa học. Trước khi triển khai EOR, cần rà soát cẩn thận số liệu mỏ về vỉa chứa, độ bão hòa dầu còn lại, cũng như các điều kiện khai thác của mỏ. Đánh giá số liệu được thực hiện từ việc phân tích các tài liệu và lịch sử khai thác của mỏ, trong đó phải đánh giá các giới hạn và các chỉ số của kinh tế, đánh giá tài liệu địa chất - địa vật lý mới, phân tích tính liên thông cũng như mẫu lõi để xác định tính chất vỉa chứa một cách chắc chắn nhất có thể.

Đồng thời, cần triển khai đánh giá tổng chi phí để tiến hành áp dụng trên dòng tiền thu hồi, hoặc chi phí cho việc phát triển, nghiên cứu các giải pháp kỹ thuật để lựa chọn giải pháp áp dụng phù hợp và hiệu quả, kết hợp với đánh giá lượng dầu còn lại, phân bố bão hòa dầu trong mỏ với các yếu tố kỹ thuật quan trọng khác như: độ sâu, tính chất địa chất, tính chất của chất lưu vỉa, tính liên thông giữa các giếng, vị trí giếng, thiết bị khai thác.

Trong bối cảnh giá dầu duy trì ở mức như hiện nay, các đơn vị cần phải chủ động áp dụng công nghệ mới (đặc biệt là công nghệ số - mô hình mô phỏng khai thác mỏ) để tối ưu chế độ khai thác, tận thăm dò, nâng cao hệ số thu hồi dầu của các mỏ lớn (Bạch Hổ, Rạng Đông, Sư Tử Đen...) và làm chậm quá trình ngập nước, đảm bảo vận hành khai thác mỏ an toàn.

Đặc biệt, từ kết quả nghiên cứu cụm nhiệm vụ khoa học công nghệ quốc gia về EOR, tôi kỳ vọng chúng ta có thể xây dựng được lộ trình áp dụng EOR cho các đối tượng trong toàn bể Cửu Long, hỗ trợ các nhà điều hành mỏ cũng như cấp quản lý có thể xây dựng kế hoạch phát triển mỏ với giai đoạn áp dụng EOR một cách chi tiết và bài bản, chính xác được các giải pháp EOR và quy trình áp dụng cho các đối tượng mỏ cũng sẽ giúp có bức tranh tổng thể về cả kỹ thuật và kinh tế của cả dự án đầu tư.

PVJ: Trân trọng cảm ơn ông!

PVJ (thực hiện)

CẦN CÓ CƠ CHẾ KHUYẾN KHÍCH NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG CÁC GIẢI PHÁP NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU



PVJ: Xin ông cho biết tỷ lệ thu hồi dầu của Việt Nam ở mức như thế nào so với các nước trong khu vực và thế giới? Việt Nam đang áp dụng công nghệ gì để nâng cao hệ số thu hồi dầu?

TS. Nguyễn Hữu Trung: Tỷ lệ thu hồi dầu của Việt Nam nằm trong mức trung bình so với các nước trong khu vực và trên thế giới, tức là khoảng 20 - 30%. Đối với những vỉa dầu dễ khai thác, tỷ lệ thu hồi có thể đạt trên 30%, còn đối với những vỉa khó hơn thì chỉ đạt dưới 20%. Về công nghệ khai thác, các vỉa chứa chủ yếu được khai thác sơ cấp và thứ cấp, tức là sử dụng bơm ép nước là chính để gia tăng thu hồi dầu.

Dựa trên các thông số vỉa và điều kiện khai thác, các giải pháp tăng cường thu hồi dầu (như: hóa học, nhiệt, khí) đã được thử nghiệm và áp dụng tại nhiều mỏ dầu khí trên thế giới. Đối với các mỏ dầu khai thác ngoài biển và vỉa chứa nằm ở độ sâu lớn, có nhiệt độ cao, áp suất cao như ở Việt Nam thì giải pháp phù hợp là áp dụng phương pháp hóa học và bơm ép khí.

Sau một thời gian dài khai thác, các mỏ dầu lớn của Việt Nam (như Bạch Hổ, Rồng Đông, Sư Tử Đen...) đã đi vào giai đoạn suy giảm sản lượng, cùng với đó là độ ngập nước tăng cao tại một số giếng khai thác, đồng thời xuất hiện các hiện tượng phức tạp như: sa lắng muối, hình thành paraffin hay xuất hiện cát trong lòng giếng, làm giảm khả năng khai thác của giếng. Việc nghiên cứu các giải pháp kiềm chế đà suy giảm sản lượng, cải thiện hiệu quả khai thác và gia tăng hệ số thu hồi dầu đối với các mỏ dầu khí hiện nay là nhiệm vụ cấp thiết. Tạp chí Dầu khí đã có cuộc trao đổi với TS. Nguyễn Hữu Trung - chuyên gia của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) về vấn đề này.

Ưu điểm của phương pháp hóa học là chi phí thấp, kỹ thuật đơn giản, không đòi hỏi phải thay đổi lớn về trang thiết bị ngoài mỏ. Trong khi đó, phương pháp bơm ép khí đòi hỏi chi phí đầu tư lớn hơn và phải tìm được nguồn khí lâu dài để bơm ép.

PVJ: Nếu gia tăng hệ số thu hồi dầu thì sản lượng khai thác dầu khí dự kiến sẽ tăng thêm như thế nào thưa ông?

TS. Nguyễn Hữu Trung: Về ước tính sơ bộ, sản lượng dầu có khả năng gia tăng thu hồi của Việt Nam là khá cao khi so sánh phần dầu dư còn tồn lại sau khi khai thác bình thường. Theo tính toán của Viện Dầu khí Việt Nam, nếu áp dụng hiệu quả các giải pháp gia tăng thu hồi dầu thì sản lượng dầu khai thác thêm có thể tăng lên từ 10 - 20% so với hiện tại. Đây là 1 giải pháp quan trọng để có thể kiềm chế đà suy giảm sản lượng dầu trong thời gian tới.

PVJ: Nhiều ý kiến cho rằng, trong khi thế giới đang áp dụng nhiều công nghệ tiên tiến để nâng cao hệ số thu hồi

dầu nhưng tại Việt Nam còn rất nhiều rào cản cho việc áp dụng các công nghệ mới này. Xin ông cho biết quan điểm về vấn đề này?

TS. Nguyễn Hữu Trung: Đúng là như vậy. Khó khăn thứ nhất là do các yếu tố kinh tế kỹ thuật, khai thác dầu bằng giải pháp gia tăng thu hồi có giá thành cao hơn so với khai thác dầu theo phương pháp truyền thống. Chính vì thế yếu tố quan trọng để các nhà thầu quyết định áp dụng các giải pháp gia tăng thu hồi dầu chính là giá dầu trên thế giới. Nếu giá dầu "linh xình" ở mức thấp thì khả năng áp dụng các giải pháp gia tăng thu hồi dầu gặp khó khăn, bởi sản lượng khai thác thêm có thể không bù được chi phí bỏ ra để đầu tư trang thiết bị, hóa phẩm... gia tăng thu hồi dầu.

Về kỹ thuật, các vỉa dầu của Việt Nam nằm ở độ sâu lớn, có nhiệt độ cao, áp suất cao, vì vậy việc ứng dụng các giải pháp gia tăng thu hồi dầu gặp nhiều thách thức. Đá móng nứt nẻ Việt Nam là đối tượng khai thác chủ đạo, là thân dầu phi truyền thống



trên thế giới, cho nên khai thác bình thường đã khó, giờ ứng dụng các giải pháp gia tăng thu hồi dầu nữa lại càng khó khăn.

Khó khăn nữa là về cơ chế chính sách, Việt Nam chưa có chính sách khuyến khích cụ thể cho các doanh nghiệp ứng dụng giải pháp gia tăng thu hồi dầu. Rõ ràng phải có giải pháp, cơ chế khuyến khích hơn nữa về thuế để khuyến khích các nhà thầu, đặc biệt là nhà đầu tư nước ngoài. Họ đầu tư nguồn lực và nhân

lực rất lớn để ứng dụng giải pháp gia tăng thu hồi dầu. Tôi nghĩ đây là một rào cản khá lớn.

Một thách thức nữa tôi cho rằng đó là sức ỳ trong việc chuyển đổi từ công nghệ khai thác truyền thống sang gia tăng thu hồi dầu. Các công nghệ gia tăng thu hồi dầu đổi mới liên tục, trong khi nguồn nhân lực của chúng ta đa số chưa có cơ hội được tiếp cận thực tế. Đây cũng là một rào cản.

PVJ: Kinh nghiệm của các nước trên thế giới khi giải quyết bài toán để khuyến khích các nhà thầu áp dụng giải pháp gia tăng thu hồi dầu như thế nào, thưa ông?

TS. Nguyễn Hữu Trung: Để khuyến khích nhà thầu dầu khí thực hiện EOR, các nước trên thế giới đều tập trung vào cơ chế tài chính của hợp đồng dầu khí. Đối với các nước áp dụng hợp đồng PSC (như Indonesia, Malaysia, Myanmar và Trung Quốc), chính sách khuyến khích EOR tập trung vào việc



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng

TS. NGÔ THƯỜNG SAN
CHỦ TỊCH HỘI DẦU KHÍ VIỆT NAM

CẦN SỚM ĐIỀU CHỈNH LUẬT ĐỂ KÍCH THÍCH ĐẦU TƯ NƯỚC NGOÀI TẬN KHAI THÁC CÁC MỎ ĐANG SUY GIẢM, NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU

Nhiều mỏ dầu truyền thống chủ lực đóng góp sản lượng quan trọng cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, sau 20 - 30 năm khai thác như Bạch Hổ, Sư Tử, Rạng Đông, Lan Tây cung cấp trên 500 triệu tấn dầu quy đổi đã qua giai đoạn khai thác đỉnh, sản lượng khai thác đang suy giảm, đòi hỏi phải đầu tư thêm các giải pháp công nghệ tận thu hồi dầu, khoan bổ sung để tận khai thác trong khi các mỏ mới được đưa vào khai thác chậm do thiếu vốn và các thủ tục đầu tư. Hiện Luật Dầu khí và các điều khoản trong Hợp đồng (mẫu) phân chia sản phẩm không còn phù hợp và không khuyến khích đầu tư vào các mỏ nhỏ và mỏ cận biên kinh tế và các mỏ đang ở thời kỳ khai thác tận thu hồi.

Trữ lượng thu hồi hiện tại ở cấp 2P theo thống kê khoảng 700 triệu m³ thu hồi dầu quy đổi (gồm trữ lượng còn lại từ các mỏ đang khai thác, mỏ đã có sơ đồ công nghệ chuẩn bị đưa vào khai thác và các mỏ đang làm ODP - dự án phát triển sớm) tập trung chỉ riêng và chủ yếu ở các bể truyền thống. Quỹ trữ lượng này có thể đảm bảo an toàn cho quy mô sản lượng hàng năm khoảng 25 - 28 triệu m³ dầu quy đổi khai thác trong 20 - 25 năm với điều kiện là việc phát triển và xây dựng mỏ phải đảm bảo tiến độ.

Tôi cho rằng cần sớm bổ sung, điều chỉnh Luật Dầu khí 2008 và các văn bản pháp quy dưới luật phù hợp với hiện trạng kinh tế dầu khí thế giới, tiềm năng dầu khí trong nước kích thích đầu tư nước ngoài tận khai thác các mỏ đang suy giảm, nâng cao hệ số thu hồi dầu, đầu tư phát triển các mỏ cận biên kinh tế, các vùng khó khăn nước sâu, xa bờ. Trong khi chờ sửa bổ sung Luật Dầu khí, kiến nghị Chính phủ/Bộ Công Thương sớm ban hành "Quy định tạm thời" mang tính pháp quy bổ sung quy định về phân cấp và xét duyệt trữ lượng nhằm rút ngắn lộ trình xét duyệt và đưa các mỏ dầu/khí vào khai thác sớm, đơn giản hóa quy trình và các thủ tục xét duyệt, có cơ chế khuyến khích (tài chính, thuế) cho các nhà đầu tư trong và ngoài nước nhằm kích thích phát triển các mỏ nhỏ, cận biên, đầu tư khoa học công nghệ tăng hệ số thu hồi dầu.

tăng tỷ lệ thu hồi chi phí, giảm thuế thu nhập doanh nghiệp, giảm thuế tài nguyên, tăng tỷ lệ nhà thầu được nhận trong phân chia dầu lãi đối với dầu khai thác tăng thêm.

Indonesia áp dụng hợp đồng EOR với cơ chế khuyến khích cho phép nhà thầu tăng tỷ lệ thu hồi chi phí, tỷ lệ phân chia dầu lãi... Khi triển khai dự án EOR ở Indonesia, nhà thầu sẽ có tỷ lệ thu hồi chi phí cao hơn so với các dự án dầu khí thông thường, ngoài tỷ lệ thu hồi chi phí

cho phép nhà thầu sẽ được thu hồi thêm chi phí đã bỏ ra với mức tối đa là 30%. Ngoài ra, Indonesia còn miễn thuế DMO trong 5 năm đầu tiên kể từ khi có sản lượng khai thác và có tỷ lệ thuế DMO thấp hơn so với quy định.

Myanmar áp dụng hợp đồng cải thiện thu hồi dầu (IOR) với các điều khoản phân chia dầu khí lãi dành cho nhà thầu cao hơn so với các hợp đồng PSC.

Trung Quốc có cơ chế tài chính khuyến khích cho các dự án dầu khí với thuế tài nguyên 5%, thuế thu nhập doanh nghiệp 25%. Đối với các dự án EOR, Trung Quốc áp dụng miễn 30% thuế tài nguyên.

Canada áp dụng hợp đồng tở nhượng và có cơ chế chính sách EOR riêng biệt so với các nước áp dụng hợp đồng PSC. Cơ chế chính sách tài chính đối với khai thác dầu khí của Canada tùy thuộc vào điều kiện và chính sách thu hút riêng của



từng bang. Để khuyến khích các dự án EOR, mỗi bang của Canada có cơ chế giảm tiền thuê mỏ riêng. Alberta và Manitoba áp dụng công thức tính hệ số t điều chỉnh và hệ số dầu cấp 3 (TTEF) để giảm tiền thuê mỏ đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng phương pháp EOR. Trong khi đó, Saskatchewan khuyến khích tiền thuê mỏ cho các dự án EOR, giảm phụ thu thuế tài nguyên đối với sản lượng dầu khai thác tăng

thêm từ các dự án EOR mới và dự án EOR mở rộng.

PVJ: Theo ông Chính phủ cần có cơ chế khuyến khích gì để có thể áp dụng các công nghệ mới trong việc nâng cao hệ số thu hồi dầu vào hoạt động khai thác dầu khí?

TS. Nguyễn Hữu Trung: Việc áp dụng EOR nếu thành công sẽ đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu và nước chủ nhà. Tuy nhiên, do việc triển

khai tiềm ẩn nhiều rủi ro, nên Chính phủ cần có cơ chế chính sách khuyến khích hơn nữa để khuyến khích nhà thầu triển khai thực hiện các dự án EOR ở Việt Nam.

Nguyên tắc đôi bên cùng có lợi (win-win) giữa nhà đầu tư và nước chủ nhà là nền tảng cơ bản để xây dựng/đề xuất chính sách khuyến khích. Để thu hút các nhà thầu triển khai dự án EOR, cần áp dụng điều



Mỏ Rạng Đông. Ảnh: PVN

khoản tài chính khuyến khích theo Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000, từ đó điều chỉnh một số điều khoản tài chính của hợp đồng dầu khí. Nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam đề xuất thay đổi các điều khoản: thuế tài nguyên, thu hồi chi phí, phân chia dầu lãi và thuế thu nhập của các điều khoản tài chính khuyến khích theo Luật Dầu khí. Cụ thể, áp dụng mức thuế tài nguyên từ 4 - 7%; tăng tỷ lệ thu hồi chi phí tìm kiếm thăm dò,

phát triển mỏ và khai thác dầu khí từ 70% lên mức tối thiểu là 75%; phân chia dầu lãi dành cho nhà thầu từ 70 - 90%; giảm thuế thu nhập doanh nghiệp từ 32% xuống còn 28%. Các tính toán của nhóm tác giả chỉ xét riêng cho chi phí và sản lượng khai thác tăng thêm do áp dụng các biện pháp EOR.

Tôi cho rằng nếu không sớm có cơ chế khuyến khích, các nhà thầu có thể sẽ bỏ qua nghiên cứu, ứng dụng công nghệ gia tăng thu hồi dầu, dẫn đến một lượng lớn tài nguyên vẫn phải lưu lại trong lòng đất mà không khai thác được.

PVJ: Được biết Viện Dầu khí Việt Nam xác định EOR/IOR là một trong 4 chương trình dài hạn để tập trung nguồn lực nghiên cứu phát triển trong thời gian tới. Xin ông cho biết các nghiên cứu cụ thể đã và đang được triển khai như thế nào?

TS. Nguyễn Hữu Trung: Viện Dầu khí Việt Nam đã bắt đầu nghiên cứu, triển khai thử nghiệm EOR trong 2 thập kỷ qua. Tại mỏ Bạch Hổ, Viện Dầu khí Việt Nam đã thử nghiệm bơm ép chất hoạt động bề mặt vi sinh hóa lý được thực hiện khá thành công ở một số khu vực thuộc đối tượng Miocene và mở rộng thử nghiệm ở đối tượng Oligocene. Phương pháp này sẽ mang lại lợi ích lớn khi được áp dụng kết hợp với nhiều mỏ/đối tượng khác nhằm tiết giảm chi phí, giảm giá thành khai thác. Điều này cho thấy tiềm năng lớn của việc áp dụng EOR ở Việt Nam, không chỉ ở bể Cửu Long mà còn tại các bể khác, nơi có các mỏ dầu đang được khai thác.

Tuy nhiên, các nghiên cứu về EOR trong thời gian qua còn lẻ tẻ và tản mạn, chưa thành hệ thống. Chính vì vậy, Viện Dầu khí Việt Nam xác định EOR/IOR là một trong 4 chương trình dài hạn để tập trung nguồn

lực nghiên cứu phát triển trong thời gian tới, đặc biệt là triển khai nghiên cứu xây dựng kế hoạch triển khai EOR tổng thể theo từng khu vực; xây dựng chương trình thử nghiệm áp dụng công nghệ các biện pháp gia tăng thu hồi dầu cho đối tượng trầm tích lục nguyên. Chúng tôi sẽ xây dựng các mô hình đặc trưng các vỉa chứa lục nguyên, từ đó xác định chiến lược cụ thể, các giải pháp khả thi cho từng đối tượng.

Ở đây tôi muốn nói, việc ứng dụng khai thác gia tăng thu hồi dầu, nếu áp dụng đơn lẻ cho từng vỉa dầu thì có thể không đạt hiệu quả kinh tế như mong muốn. Thông qua sự hợp tác chặt chẽ với các tổ chức nghiên cứu trong và ngoài nước, Viện Dầu khí Việt Nam kỳ vọng sẽ xây dựng được kế hoạch gia tăng thu hồi dầu tổng thể cho các mỏ tại Việt Nam, để tiết giảm đáng kể chi phí đầu tư và nâng cao hiệu quả kinh tế.

PVJ: Ngoài ý nghĩa về kinh tế là giúp gia tăng sản lượng, xin ông có thể cho biết rõ hơn ý nghĩa của việc gia tăng hệ số thu hồi dầu đối với môi trường và xã hội?

TS. Nguyễn Hữu Trung: Về khía cạnh môi trường và xã hội, tôi cho rằng việc áp dụng các công nghệ gia tăng hệ số thu hồi dầu giúp chúng ta tiết kiệm năng lượng và khai thác hiệu quả nguồn tài nguyên. Các nước phát triển quy định rất rõ tỷ lệ gia tăng hệ số thu hồi dầu theo quan điểm tài nguyên không chỉ cho thế hệ hôm nay mà còn cho con cháu mai sau. Đây là quan điểm đáng lưu ý khi xác định chiến lược phát triển, cũng như đầu tư cho khoa học công nghệ mới để khai thác và sử dụng hiệu quả, bền vững tài nguyên dầu khí Việt Nam.

PVJ: Trân trọng cảm ơn ông!

PVJ (thực hiện)

TIỀM NĂNG SỬ DỤNG KHÍ CO₂ TRONG NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU (EOR) KẾT HỢP VỚI THU HỒI VÀ CẤT GIỮ CO₂ (CCS) TẠI VIỆT NAM



TS. SATORU TAKAHASHI
TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VÀ KIM LOẠI
QUỐC GIA NHẬT BẢN (JOGMEC)

Việc ứng dụng CO₂-EOR không chỉ có tiềm năng trong tăng cường thu hồi dầu mà trong cả việc cất giữ/lưu trữ CO₂. Tuy nhiên, cần phải tiến hành thử nghiệm thí điểm để áp

dụng công nghệ CO₂-EOR cho các mỏ dầu thực tế để hiểu rõ những rủi ro về mặt kỹ thuật, công tác triển khai và hiệu quả kinh tế. Các nhà khoa học của Nhật Bản và Việt Nam đã nghiên cứu các phương pháp và quy trình thiết kế thử nghiệm bơm ép CO₂-EOR tại vùng xung quanh giếng và đánh giá tiềm năng áp dụng CO₂-EOR trong các mỏ ngoài khơi tại Việt Nam.

Một loạt các tiêu chí về độ bão hòa chất lưu và áp suất vỉa chứa được đưa ra để lựa chọn vị trí thử nghiệm dựa trên mô hình

mô phỏng thủy động lực đã được hiệu chỉnh với dữ liệu thực tế. Khu vực thử nghiệm được lựa chọn bao gồm 1 giếng bơm ép và 2 giếng khai thác nhằm xác định hiệu suất quét trong quá trình bơm ép CO₂ với chi phí tối thiểu. Các thông số của quá trình bơm ép được xác định bao gồm khoảng cách giữa giếng bơm ép và khai thác là 300m, tổng lượng CO₂ bơm ép là 2.000 tấn với thời gian bơm ép trong 2 tuần. Sản lượng dầu khai thác bắt đầu tăng sau 1 tháng kể từ khi bắt đầu

thử nghiệm, đồng thời lưu lượng khí và tỷ phần mol CO₂ trong pha khí cũng bắt đầu tăng. Lưu lượng dầu đạt đỉnh sau 1,5 tháng kể từ khi bơm ép CO₂, thể hiện hiệu quả kỹ thuật trong việc ứng dụng CO₂-EOR. Tuy nhiên, sẽ khó xác định chính xác cơ chế gia tăng thu hồi dầu của CO₂ nếu độ bão hòa dầu trong vỉa chứa cao. Trong trường hợp đó, việc bơm ép nước sẽ được thực hiện trước khi bơm ép CO₂ để giảm độ bão hòa dầu trong vỉa. Đồng thời, hệ thống công nghệ và giàn công nghệ được thiết kế thông qua nghiên cứu quy trình tối ưu. CO₂ công nghiệp được lựa chọn là nguồn

ÁP DỤNG CÔNG NGHỆ BƠM ÉP NƯỚC - KHÍ LUÂN PHIÊN (WAG) NÂNG CAO THU HỒI DẦU CHO TẦNG MIOCENE DƯỚI MỎ RẠNG ĐÔNG

Mỏ Rạng Đông được đưa vào khai thác từ năm 1998 và bắt đầu được bơm ép nước vào năm 2006. Để nâng cao thu hồi dầu, biện pháp bơm ép khí hydrocarbon (HCG-EOR) đã được nghiên cứu với sự hợp tác giữa các công ty Nhật Bản và Việt Nam từ năm 2008 đến năm 2010 qua các bước: Đánh giá ở mức phòng thí nghiệm; Kiểm tra - đánh giá trên mô hình khai thác; và báo cáo đánh giá khả thi. Việc thử nghiệm thực tế tại một khu vực của mỏ được thực hiện từ năm 2011 - 2014 và mang lại những tín hiệu gia tăng thu hồi dầu tích

cực, đó là lưu lượng khai thác tăng với sự thay đổi tính chất của dầu và hàm lượng nước giảm.

Dự án bơm ép khí HCG-EOR trên quy mô toàn mỏ chính thức triển khai năm 2012 và công việc lắp đặt các thiết bị (EPC) hoàn thành vào năm 2014. Dự án tiến hành bơm ép khí vào vỉa từ tháng 10/2014 đồng thời với công việc tối ưu hóa quá trình bơm ép nước - khí luân phiên (WAG). Bơm ép khí hydrocarbon tại mỏ Rạng Đông được thực hiện ở điều kiện trộn lẫn không hoàn toàn do áp suất vỉa đã thấp hơn áp suất trộn

lẫn hoàn toàn nhỏ nhất xác định từ nghiên cứu trong phòng thí nghiệm và trong báo cáo đánh giá tính khả thi của dự án. Hiệu quả cải thiện hệ số thu hồi dầu bằng giải pháp bơm ép WAG đã được xác thực qua gia tăng lượng dầu khai thác được dưới tác động tổng hợp của ảnh hưởng cải thiện duy trì áp suất vỉa, hệ số quét, và điều kiện chảy trong thân giếng.

Ngoài ra, các hiệu ứng tích cực khác như giảm độ nhớt của dầu và giảm độ bão hòa dầu tàn dư cũng được ghi nhận dù bơm ép khí hydrocarbon được



TS. NGUYỄN CHU CHUYÊN
CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT - NHẬT
(JVPC)

thực hiện dưới áp suất không trộn lẫn hoàn toàn. Sau 3 năm triển khai áp dụng bơm ép WAG trên quy mô toàn mỏ, lượng dầu gia tăng so với giải pháp bơm ép nước thông thường được đánh giá dựa trên phân tích các chỉ số khai thác đặc trưng và mô hình mô phỏng vỉa chứa hiệu chỉnh với lịch sử khai thác. Chương

CO₂ cho thử nghiệm do tính khả dụng và chi phí thấp. CO₂ công nghiệp được đóng gói và chứa trong các bồn chứa để vận chuyển đến địa điểm bơm bằng xe tải và tàu vận chuyển.

Từ nghiên cứu tác động của CO₂, các rủi ro tiềm tàng liên quan đến ăn mòn thiết bị và sa lắng trong vỉa có thể được kiểm soát bằng các biện pháp thích hợp như sử dụng hợp kim chống ăn mòn (CRA) và các chất ức chế. Kết quả nghiên cứu cho thấy khoảng một nửa lượng CO₂ bơm ép sẽ nằm lại trong vỉa chứa ở điều kiện hoạt động bình thường. Từ các kết quả đó, chúng tôi đã đề xuất phương pháp xây dựng kế hoạch thử nghiệm áp dụng CO₂-EOR cho các mỏ ngoài khơi.

trình bơm ép WAG được tối ưu theo sơ đồ 3 nhóm giếng dựa vào vị trí giếng và phân bố môi trường trầm tích của vỉa. Gia tăng thu hồi dầu của giải pháp bơm ép WAG được phân tích theo 3 cơ chế khai thác cơ bản (khai thác sơ cấp, thứ cấp, và tam cấp). Động thái của mỗi giếng và mỗi nhóm giếng được theo dõi chặt chẽ, từ đó rút ra được các yếu tố ảnh hưởng chính... Chương trình bơm ép WAG được tối ưu theo các cụm giếng dựa trên kết quả đánh giá bằng mô hình khai thác và các yếu tố ảnh hưởng chính. Dự án đã được đánh giá thành công với gia tăng thu hồi dầu đạt mức như kế hoạch đề ra trong khi hệ số sử dụng khí thực tế thấp hơn (cải thiện) so với dự kiến.

TỐI ƯU KHAI THÁC TRONG VỈA CHỨA PHI TRUYỀN THỐNG



GS. LAU HON CHUNG
ĐẠI HỌC QUỐC GIA SINGAPORE

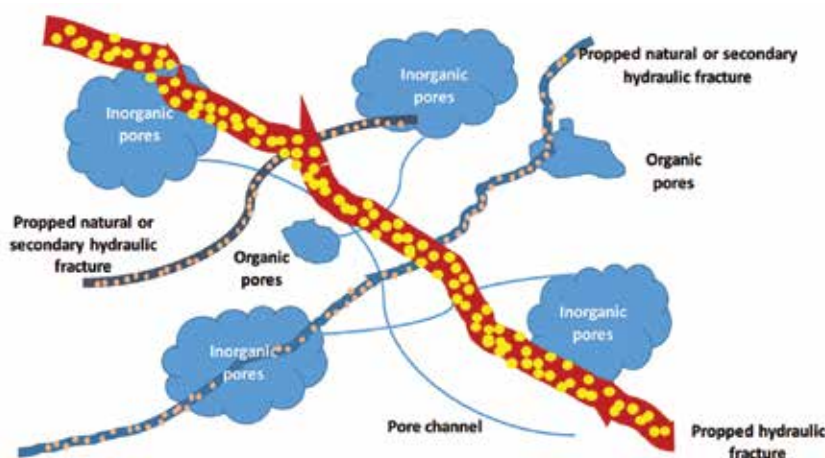
Do độ thấm rất thấp (<0,1mD), các vỉa chứa phi truyền thống cần phải được kích thích trước khi bắt đầu khai thác thương mại. Phương pháp phổ biến nhất hiện nay là sử dụng các giếng khoan ngang kết hợp với nứt vỉa thủy lực đa tầng. Những tiến bộ gần đây trong kỹ thuật kích thích vỉa tập trung vào việc thiết kế các công cụ để nứt vỉa thủy lực ở đáy giếng tốt hơn, tối ưu số tầng, thể tích dung dịch nứt vỉa và vật liệu chèn. Tuy nhiên, ngay cả khi áp dụng các kỹ thuật nứt vỉa thủy lực tốt nhất hiện nay, hệ số thu hồi hydrocarbon cuối cùng đối với các vỉa chặt sít vẫn còn tương đối thấp (<12%) vì chỉ hydrocarbon nằm gần

các khe nứt có thể được khai thác trong một khoảng thời gian ngắn. Có thể thấy, cơ hội để ứng dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) hoặc nâng cao hệ số thu hồi khí (EGR) cho đối tượng này vẫn còn rất nhiều.

Tuy nhiên, các phương pháp EOR hoặc EGR đa số đều cần phải bơm một lượng lớn hóa chất hoặc dung môi vào vỉa chứa. Điều này đặc biệt khó khăn đối với các vỉa chứa phi truyền thống do khả năng bơm được rất thấp, và vỉa chứa có mức độ bất đồng nhất cao. Để hiểu rõ hơn về cách tối ưu hóa sản lượng khai thác ở các vỉa chứa phi truyền thống, các cơ chế dòng chảy qua một vỉa chứa khí đá phiến đã được xem xét bằng cách phân tích độ rỗng và độ thấm trong vỉa chứa đá phiến sét. Qua đó thấy rằng độ rỗng trong 1 vỉa chứa đá phiến gồm 4 loại độ rỗng: độ rỗng trong khe

nứt (natural fractures), độ rỗng liên thông (pore network), độ rỗng thứ sinh (in-organic (mineral) pore), độ rỗng nguyên sinh (organic (kerogen) pore). Những khe rỗng này là nơi chứa dầu và khí. Mức độ liên thông của chúng được xác định bằng độ thấm tương đối.

Kích thước độ rỗng thay đổi từ nano đến micro mét nên độ thấm tương đối thường rất nhỏ (<0,001mD). Vai trò của nứt vỉa thủy lực là tạo ra một mạng lưới các kênh dẫn từ các độ rỗng này với thân giếng nằm ngang. Tuy nhiên, các lỗ rỗng không được kết nối với các khe nứt thì sẽ không có khả năng đóng góp cho quá trình khai thác. Vì vậy, cần phải có các phương pháp EOR và EGR để tăng cường khả năng kết nối giữa các khe nứt thủy lực với các khe rỗng từ đó nâng cao thể tích tầng chứa.



NGHIÊN CỨU, ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP CÔNG NGHỆ VÀ KỸ THUẬT NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU GIAI ĐOẠN CUỐI ĐỐI TƯỢNG MÓNG MỎ BẠCH HỔ

KỶ III: ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP KỸ THUẬT - CÔNG NGHỆ ĐỂ KHAI THÁC HIỆU QUẢ ĐỐI TƯỢNG MÓNG MỎ BẠCH HỔ TRONG GIAI ĐOẠN CUỐI

Phùng Đình Thực

Email: thucphung125@gmail.com

Tóm tắt

Sau hơn 30 năm khai thác, mỏ dầu khổng lồ Bạch Hổ đã chuyển sang giai đoạn khai thác cuối với hơn 90% trữ lượng dầu đã được khai thác. Đến nay, trữ lượng thu hồi còn lại có khả năng khai thác của mỏ Bạch Hổ đang tồn tại trong: (i) các khe nứt, hang hốc chưa khai thác ở phần nóc của thân dầu, (ii) hệ thống khe nứt lớn (macro) thuộc phần giữa của thân dầu (dầu dư bão hòa - saturated oil residues chưa quét đẩy hết); (iii) đới vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều không liên thông; (iv) phần nóc móng nhô cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa; (v) những thể tích dầu còn sót do chưa xác định chính xác đới nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan chưa đến được.

Bơm ép nước cho đến nay là giải pháp hiệu quả nhất góp phần quan trọng tăng lưu lượng các giếng, ổn định tỷ số khí - dầu, nâng cao hệ số thu hồi dầu và đặc biệt là ổn định sản lượng dầu khai thác khối Trung tâm tầng móng Bạch Hổ. Tuy nhiên, bơm ép nước chỉ hiệu quả ở các khu vực kiến tạo dập vỡ mạnh, các đới nứt nẻ liên thông tốt, độ thấm tốt và sẽ không hiệu quả ở các khu vực mà cường độ hoạt động kiến tạo yếu, hoặc do thành phần thạch học mà mức độ dập vỡ đất đá thấp, các khe nứt ít liên thông, độ thấm kém. Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa trên áp suất bão hòa cũng không phải hiệu quả ở tất cả các giai đoạn khai thác, đặc biệt đối với giai đoạn cuối cần điều chỉnh theo hướng giảm.

Thách thức lớn nhất ở mỏ Bạch Hổ hiện nay là: độ ngập nước tăng nhanh kể cả các giếng chủ lực; ranh giới dầu - nước ở khối Trung tâm chỉ còn cách nóc móng xung quanh 100m, có nơi chỉ còn cách nóc móng 18m; hệ số thu hồi dầu của 2 khối Nam và Đông Bắc rất thấp, tương ứng là 1,9% và 1,3%; khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng móng từ các đới vi nứt nẻ vô cùng khó khăn.

Trên cơ sở phân tích cấu trúc địa chất và kiến tạo của mỏ Bạch Hổ, thành phần thạch học và tính chất đá chứa, tính chất dầu vỉa, trữ lượng tầng móng [1], đánh giá thực trạng khai thác [2], tác giả đề xuất các giải pháp công nghệ, kỹ thuật cụ thể cho từng khu vực và đối tượng nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ.

Trong Kỳ III và cũng là kỳ cuối của công trình này, tác giả tập trung phân tích xác định vị trí, trữ lượng dầu còn lại trong đá móng mỏ Bạch Hổ; làm rõ cơ chế hình thành, cấu trúc không gian rỗng tầng móng; đặc trưng thấm chứa, cơ chế dòng chảy trong cấu trúc không gian rỗng của tầng móng; đề xuất các giải pháp công nghệ - kỹ thuật cho từng đối tượng/từng khu vực để khai thác hiệu quả đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối.

Từ khóa: Nâng cao hệ số thu hồi dầu, móng, áp suất vỉa, mỏ Bạch Hổ, khai thác giai đoạn cuối.

1. Mở đầu

Đánh giá thực trạng cho thấy thách thức lớn trong việc khai thác thân dầu trong tầng đá móng mỏ Bạch Hổ là: tính chất bất đồng nhất rất cao về độ rỗng, độ thấm chứa; trữ lượng dầu có thể thu hồi đang nằm rải rác ở tất cả các khối mỏ Bạch Hổ, trong đó ở 1 số bể khu vực dầu tồn dư còn lớn, mới chỉ khai thác 1,3 - 1,9% trữ lượng; khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu từ các đới vi nứt nẻ vô cùng khó khăn; chưa có công nghệ phù hợp ở các giếng (kể cả giếng chủ lực) đều có tình trạng ngập nước; tài liệu 3D - 4C mới nhất cho thấy mặt nóc móng tại một số vị trí có sự khác biệt so với tài liệu trước đây.

Những thách thức đó cần có các nghiên cứu nghiêm túc để lý giải, với mục tiêu khai thác được thêm từ các khu vực dầu còn tồn đọng, đặc biệt trong đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều không liên thông. Những vấn đề cần nghiên cứu bao gồm: xác định vị trí trữ lượng dầu còn lại trong đá móng mỏ Bạch Hổ; nghiên cứu cơ sở khoa học, làm rõ thêm về cơ chế hình thành, cấu trúc không gian rỗng tầng móng; đặc trưng thấm chứa, cơ chế dòng chảy trong cấu trúc không gian rỗng của tầng móng; xây dựng phương pháp luận khoa học để khai thác đối tượng tầng móng mỏ Bạch Hổ giai đoạn cuối.

2. Xác định vị trí trữ lượng dầu còn lại trong đá móng mỏ Bạch Hổ

Việc xác định trữ lượng dầu còn lại trong các khu vực và không gian rỗng có ý nghĩa đặc biệt quan trọng trong việc tìm ra giải pháp công nghệ khai thác phù hợp. Theo dõi quá trình khai thác thân dầu trong đá móng Bạch Hổ trong thời gian dài, tác giả nhận định vào cuối giai đoạn khai thác, trữ lượng dầu còn lại trong đá móng mỏ Bạch Hổ đang tồn tại ở những vị trí sau:

- Tồn tại trong các khe nứt, hang hốc chưa khai thác ở nóc của thân dầu nơi đá chứa bị đập vỡ mạnh, nát vụn.
- Dầu dư bão hòa (saturated oil residues) còn lại chưa quét hết trong hệ thống khe nứt lớn (macro) ở giữa thân dầu; trữ lượng dầu bị kẹt trong đới vi nứt nẻ của thân dầu chưa đủ điều kiện khai thác trước đây; trữ lượng bị kẹt trong các nứt nẻ 1 chiều không liên thông [3].
- Trữ lượng còn lại ở nóc móng nhô cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa.
- Trữ lượng còn lại ở những thể tích chưa xác định chính xác đới nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan chưa đến được.

Để khai thác trữ lượng dầu còn lại này đòi hỏi phải có giải pháp đặc biệt để khai thác hiệu quả. Đây chính là sự khác biệt về công nghệ khai thác dầu tầng móng giai đoạn cuối với giai đoạn đầu phát triển và giai đoạn ổn định, đồng thời là nội dung nghiên cứu chính của công trình này.

3. Cơ sở khoa học, phương pháp luận khai thác đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối

Cơ sở lý luận/cơ sở khoa học và phương pháp luận khoa học khai thác dầu đối tượng móng giai đoạn cuối gồm các nội dung sau: (i) Cơ chế và quá trình hình thành không gian rỗng trong đá móng; (ii) Quá trình dịch chuyển và hình thành thân dầu trong đá móng; (iii) Đặc trưng thẩm chứa, cơ chế dòng chảy trong cấu trúc không gian rỗng của đá móng; (iv) Xây dựng phương pháp luận khai thác đối tượng móng giai đoạn cuối.

3.1. Cơ chế và quá trình hình thành không gian rỗng trong đá móng

Hệ thống không gian rỗng trong đá móng được hình thành và biến đổi qua nhiều quá trình địa chất như: Quá trình co giảm thể tích khi magma đông cứng; các hoạt động kiến tạo; các hoạt động thủy nhiệt và quá trình phong hóa, cụ thể:

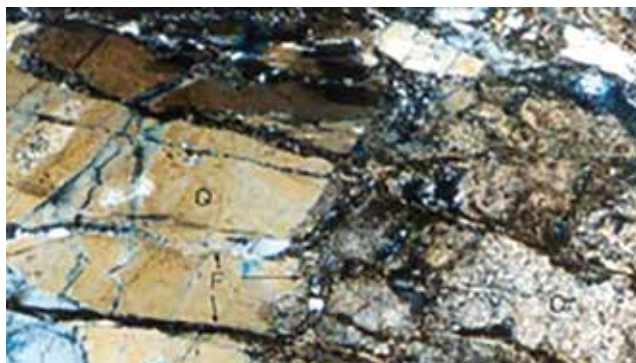
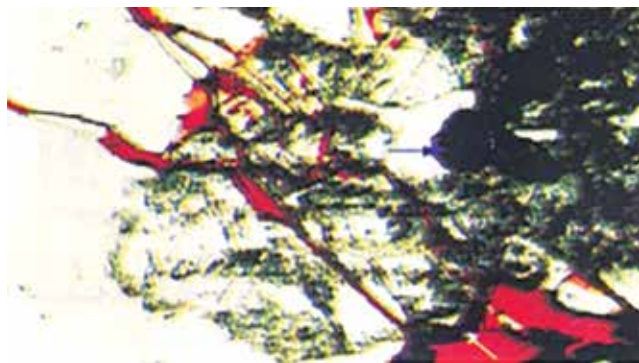
- Quá trình co giảm thể tích khi magma đông cứng: Trong quá trình magma đông cứng, sự co giảm thể tích của khối đá sẽ dẫn đến hình thành không gian rỗng, mạng lưới khe nứt đầu tiên không đồng nhất phụ thuộc vào thành phần khoáng vật tạo đá (thành phần thạch anh bị co giãn và rạn nứt nhiều nhất) và chiều sâu. Có thể trong giai đoạn này, không gian rỗng, khe nứt được tạo thành chưa đóng vai trò thẩm chứa hiệu dụng do mức độ liên thông kém. Tuy nhiên, các nứt nẻ này có nhiều khả năng sẽ liên thông với các hệ thống đứt gãy, nứt nẻ được tạo thành ở giai đoạn sau (do các hoạt động kiến tạo, phong hóa...) tạo nên không gian thẩm chứa hiệu dụng.

- Quá trình biến đổi do các hoạt động kiến tạo: Các hoạt động kiến tạo đóng vai trò chính trong quá trình hình thành hệ thống không gian rỗng trong đá móng. Quá trình dịch chuyển các khối đá sẽ tạo ra đới phá hủy kiến tạo với rất nhiều nứt nẻ dọc theo đứt gãy chính. Mức độ nứt nẻ, vỡ vụn của đá móng phụ thuộc vào cường độ hoạt động kiến tạo của từng khu vực và thành phần khoáng vật của đá móng. Đá có chứa thành phần khoáng vật cứng, giòn (như thạch anh) dễ bị vỡ vụn và sẽ tạo thành nhiều khe nứt hơn so với đá có chứa thành phần khoáng vật có tính mềm và dẻo. Ở các khu vực khác nhau, cường độ hoạt động kiến tạo khác nhau cùng với sự phân bố thành phần khoáng vật trong đá khác nhau dẫn đến hình thành các đới nứt nẻ, đập vỡ khác nhau về mật độ, độ mở, chiều dài khe nứt. Như vậy do các hoạt động kiến tạo đã hình thành mạng lưới khe nứt với đặc trưng thẩm chứa bất đồng nhất cao của không gian rỗng trong đá móng.

Tại mỏ Bạch Hổ, theo số liệu thống kê của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", tại khu vực móng trung tâm nơi phân bố chủ yếu đá granite (hàm lượng thạch anh > 20%) thì cường độ nứt nẻ và lưu lượng các giếng dầu cao hơn nhiều so với khu vực phía Bắc, nơi tồn tại nhiều đá có hàm lượng thạch anh thấp (< 20%).

- Quá trình biến đổi do các hoạt động thủy nhiệt: Các hệ thống khe nứt đã hình thành tạo điều kiện thuận lợi cho sự di trú của nguồn nước vỉa. Nước vỉa ở điều kiện áp suất và nhiệt độ cao có vai trò là dung môi hòa tan và rửa trôi khỏi đá nguyên sinh các khoáng vật tạo đá kém bền vững và tạo thành các hang hốc, mở rộng kích thước các khe nứt, làm gia tăng khả năng thẩm chứa của đá móng.

Tuy nhiên, sau đó dung dịch thủy nhiệt ngấm dần vào đá và các phản ứng hóa học đã xảy ra hình thành nên các khoáng vật mới lấp vào các lỗ hổng, khe nứt đã được hình



Hình 1. Các nứt nẻ lớn và vi nứt nẻ trên đá móng granite

thành trước đó, làm giảm khả năng thấm chứa của đá móng. Như vậy, quá trình biến đổi do các hoạt động thủy nhiệt vừa làm gia tăng khả năng thấm chứa (ở giai đoạn đầu) vừa làm giảm không gian thấm chứa (ở giai đoạn sau). Kết quả của quá trình biến đổi thủy nhiệt góp phần tăng mức độ bất đồng nhất của không gian rỗng trong đá móng nứt nẻ.

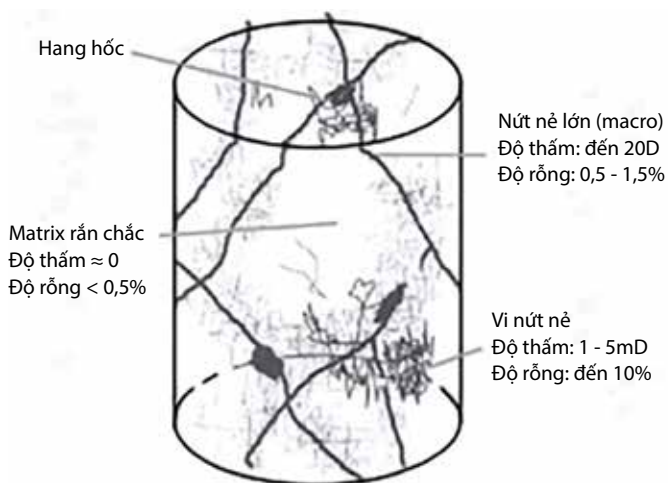
- Quá trình biến đổi do hoạt động phong hóa: Do hoạt động phong hóa xảy ra quá trình rửa trôi các khoáng vật kém bền vững, tạo thêm các khoảng rỗng thứ sinh và làm tăng thêm khả năng thấm chứa. Tuy nhiên trong quá trình phong hóa tiếp theo, một lượng khoáng vật bị rửa trôi lại lấp vào các khoảng rỗng đã hình thành trước đó.

Tại mỏ Bạch Hổ: Tài liệu của Vietsovpetro cho thấy có khoảng 70 - 80% các khe nứt có độ mở khá nhỏ (vi khe nứt); 20 - 30% khe nứt còn lại có độ mở dao động trong khoảng khá lớn từ 0,2 - 1cm, đôi khi đến hàng chục cm.

Như vậy, quá trình biến đổi địa chất (co giảm thể tích, hoạt động kiến tạo, thủy nhiệt và phong hóa) đã hình thành nên hệ thống không gian rỗng, nứt nẻ, hang hốc ở đối tượng đá móng với đặc trưng bất đồng nhất cao về khả năng thấm chứa, phụ thuộc vào cường độ các hoạt động kiến tạo, thành phần khoáng vật của đá móng. Cấu trúc phức tạp đó không những gồm các nứt nẻ lớn và nhỏ mà còn có các nứt nẻ có khả năng lưu thông 2 chiều và các nứt nẻ chỉ lưu thông 1 chiều.

3.2. Quá trình dịch chuyển và hình thành thân dầu trong đá móng

Dầu không sinh ra trong đá móng. Trước khi xảy ra hoạt động kiến tạo, khối đá móng là khối đá chặt sít, hoặc có khe nứt nhưng bị lấp đầy bởi các khoáng vật



Hình 2. Bản vẽ mô hình cấu trúc không gian rỗng đặc trưng của đá móng

thứ sinh. Giả thiết rằng, các trầm tích bao bọc bên trên và quanh móng (tại Bạch Hổ là tầng Oligocene) đã bão hòa dầu trước khi xảy ra các hoạt động kiến tạo.

Khi hoạt động kiến tạo xảy ra, các trầm tích Oligocene do “dẻo” hơn, có thể chịu được ứng suất cao hơn nên giữ được trạng thái ban đầu, còn khối đá móng do “giòn” hơn nên bị nứt tạo ra mạng khe nứt. Hệ thống khe nứt (hệ thống không gian rỗng) trong khối đá móng được hình thành dẫn đến hiện tượng gia tăng thể tích của đá móng¹.

Khối thể tích của các khe nứt tăng thêm này cộng với các loại khe nứt có thể có trước đó trong móng tạo thành không gian rỗng có áp suất rất thấp (theo Aguilera có thể là chân không, hoặc theo Mirzadjanzade có thể là áp suất âm tại một thời điểm cực ngắn khi móng bị nứt) tạo ra chênh lệch áp suất giữa tầng trầm tích bao bọc bên trên và xung quanh (tầng Oligocene) và tầng móng. Dầu và nước sẽ nhanh chóng di chuyển từ tầng trầm tích xung quanh (Oligocene) vào các khe nứt trong tầng móng, trước hết là di chuyển vào các khe nứt lớn và dần dần thấm thấu vào các khe nứt nhỏ cho đến khi áp suất được tái cân bằng.

¹Thuyết gia tăng thể tích (hay khuếch đại thể tích): Khi thể tích (V) tăng lên thì áp suất (P) giảm, tạo chênh lệch áp suất (AP) sinh ra chuyển động chất lỏng từ nơi áp suất cao đến nơi áp suất thấp.

3.3. Về đặc trưng thẩm chứa, cơ chế dòng chảy trong cấu trúc không gian rỗng của đá móng

Kết quả nghiên cứu cho thấy, độ rỗng của đá chứa có 3 dạng với đặc trưng thẩm chứa và cơ chế dòng chảy như sau:

- Độ rỗng giữa các tinh thể của đá (độ rỗng cấu trúc) có kích thước nhỏ hơn 0,01mm, còn gọi là matrix đá. Giá trị độ rỗng giữa tinh thể rất nhỏ (khoảng dưới 0,5%) và thường không có độ thẩm pha với dầu hoặc nếu có thì rất thấp. Không gian rỗng này có thể chứa chất lưu nhưng không tham gia vào quá trình khai thác, do với công nghệ hiện nay không đủ điều kiện hoặc không hiệu quả để huy động được lượng dầu này vào quá trình khai thác (!).

- Độ rỗng nhỏ là các nứt nẻ có kích thước nhỏ từ 0,01 - 0,1mm. Thể tích chứa chất lưu ở đây rất lớn, ước tính lên đến 30 - 70% tổng diện tích chứa dầu của đá chứa. Dầu lưu giữ ở đây do lực hút mao dẫn. Giá trị độ rỗng đá móng ở đới vi nứt nẻ có nơi lên đến 10 - 12%, trung bình 4 - 5%, nhưng độ thẩm pha chỉ 1 - 5mD, phụ thuộc vào tính dính ướt và mao dẫn của đá chứa nứt nẻ. Trong các đới vi nứt nẻ, do độ thẩm rất nhỏ nên dù có tối đa giá trị gradient chênh áp của dòng nước bơm ép có thể tạo ra (3at/m) vẫn là rất nhỏ không đủ để thắng lực mao dẫn và đủ sức đẩy dầu ra khỏi các không gian rỗng vi nứt nẻ này. Bên cạnh độ rỗng nhỏ là độ rỗng lớn, nên không thể dùng lực bơm ép để đẩy được dầu ra khỏi không gian rỗng nhỏ này.

- Độ rỗng lớn là các khe nứt lớn và hang hốc, có kích thước trên 0,1mm (phổ biến là trên 0,5mm, có khi lên đến hàng cm), chủ yếu liên kết nhau thành hệ thống.

Giá trị độ rỗng nứt nẻ hang hốc không lớn, được xác định khoảng 0,5 - 1,5%, nhưng độ thẩm lên đến 20 darcy, nên có vai trò quyết định đến tính thẩm chứa, với khoảng 80% lượng dầu thu hồi được từ không gian rỗng đó. Theo kết quả thí nghiệm hệ số đẩy dầu bởi nước ở độ mở nứt nẻ 100 - 500 micrometer có độ thẩm từ 60 - 3.100mD đạt giá trị cao với $h = 0,886$. Như vậy, các nứt nẻ hang hốc lớn là không gian chứa quan trọng ở đá móng với độ thẩm cao sẽ là các kênh dẫn chủ đạo cho dòng dầu trong quá trình khai thác, đồng thời cũng là kênh để nước bơm ép xâm nhập và di chuyển, đẩy quét dầu dưới tác động của gradient áp suất bơm. Cơ chế dòng chảy trong không gian rỗng này có thể đạt được dạng piston nếu được ép đẩy bằng dung dịch lỏng phù hợp với áp lực và tốc độ phù hợp.

Với cơ sở lý thuyết và thực tế có thể khẳng định sự tồn tại môi trường 2 độ rỗng ở đối tượng đá móng nứt nẻ

granitoid mỏ dầu Bạch Hổ. Nói 2 độ rỗng là ước lệ, thực tế là nhiều độ rỗng.

Trên cơ sở số liệu nghiên cứu không gian rỗng, nứt nẻ, hang hốc ở đối tượng đá móng mỏ Bạch Hổ nói riêng và toàn bể Cửu Long nói chung có thể phân chia thành 2 nhóm chính:

- Đới nứt nẻ lớn đóng vai trò là kênh dẫn chính chất lưu trong quá trình khai thác.

- Đới vi nứt nẻ có vai trò chứa và cung cấp lưu chất cho đới nứt nẻ lớn.

Ngoài ra còn độ hở cấu trúc (môi trường matrix) trong đá móng, tuy nhiên môi trường này không có vai trò và không tham gia vào quá trình khai thác.

3.4. Nghiên cứu, xây dựng phương pháp luận khai thác dầu đối tượng móng giai đoạn cuối

Để khai thác trữ lượng còn lại ở các khu vực khác nhau, độ nứt nẻ, thẩm chứa khác nhau thì cần áp dụng công nghệ khác nhau. Phương pháp luận khai thác dầu còn tồn đọng trong các đới vi nứt nẻ, bị kẹt trong các khối tù hoặc các nứt nẻ 1 chiều không liên thông thuộc thân dầu đá móng giai đoạn cuối được đề xuất dựa trên quy luật "Mất cân bằng sẽ sinh ra chuyển động" và nguyên lý tự nhiên "Cái gì vào được thì ra được. Dầu từ nơi khác vào móng được thì cũng ra được nếu có điều kiện cần và đủ" Tác giả nghiên cứu và đề xuất áp dụng quy luật và nguyên lý trên vào khai thác dầu trong móng Bạch Hổ giai đoạn cuối nơi đá chứa tồn tại tính chất bất đồng nhất cao.

3.4.1. Về quy luật

Tầng móng mỏ Bạch Hổ do tính bất đồng nhất cao về độ thẩm chứa nên trong quá trình khai thác ở giai đoạn phát triển và giai đoạn ổn định, trữ lượng vẫn còn tồn đọng trong đới vi nứt nẻ hoặc nứt nẻ 1 chiều mà chưa đủ điều kiện để khai thác.

Hiện tại, quá trình khai thác - bơm ép đang tạo môi trường móng ổn định - cân bằng. Nếu duy trì phương pháp khai thác cũ, bơm ép cũ tức là duy trì cân bằng cũ thì dầu còn tồn ở đâu sẽ bất động ở đấy. Do vậy, cần phải tạo ra môi trường mất cân bằng tạo điều kiện đủ để dầu còn tồn đọng trong các đới vi nứt nẻ hoặc nứt nẻ 1 chiều chuyển động ra các nứt nẻ lớn. Tạo ra mất cân bằng nhờ giảm áp suất/tăng nhiệt độ. Giảm áp suất vừa tạo mất cân bằng áp suất, vừa tách khí; tăng nhiệt độ sẽ giảm độ nhớt, dầu linh hoạt hơn, dễ dàng chuyển động hơn ra nứt nẻ lớn. Giảm áp suất bằng cách giảm bơm ép nước. Tăng

hiệt độ bằng các nghiên cứu bơm ép nước vỉa nóng vào lại vỉa.

Khi ở giai đoạn cuối, đề xuất giảm 10%, 20%, 30% áp suất vỉa, 70% năng lượng vỉa còn lại vẫn đủ để dịch chuyển dầu vì hệ số khí - dầu tăng móng Bạch Hổ cao, hơn nữa khai thác chuyển sang giai đoạn gaslift.

Để nâng cao hiệu quả khai thác giai đoạn cuối, từng khu vực có thể bơm ép theo chu kỳ để vừa đẩy dầu ra khỏi nút nẻ lớn; vừa tạo ra mất cân bằng mới liên tục.

3.4.2. Về nguyên lý

Trong quá trình kiến tạo xảy ra, hệ thống không gian rỗng (các khe nứt) trong đá móng được hình thành. Bên trong hệ thống không gian rỗng đó, áp suất ban đầu rất thấp (có thể bằng không hoặc áp suất âm trong một thời điểm tức thời cực ngắn), là thời điểm xung động cực đại có thể gây ra sóng thần trên mặt biển và bắt đầu các chuyển động của dòng dầu, nước từ các tầng xung quanh áp suất cao vào các khe nứt lớn áp suất thấp trong tầng móng. Tiếp theo, khối đất đá tự sắp xếp và cân bằng lại (thời điểm thường thấy các dư chấn), lúc này áp suất trong các khe nứt vẫn còn thấp nên dầu nước tiếp tục chuyển động từ các tầng trầm tích bên trên và xung quanh có áp suất cao vào tầng móng, trước hết là lấp đầy các khe nứt lớn, độ thấm cao và tiếp theo là thẩm thấu vào các khe nứt nhỏ cho đến khi cân bằng áp suất giữa trong và ngoài móng.

Đây là quá trình vào được (dầu từ nơi khác vào móng). Vào được thì ra được miễn tạo được điều kiện cần và đủ.

- + Khi vào: nơi nào dễ vào trước, nơi nào khó vào sau.
- + Khi ra: nơi nào dễ ra trước, nơi nào khó ra sau.

Đối với thân dầu trong đá móng, dầu chuyển động và nạp vào tầng móng theo thứ tự: nạp vào các nút nẻ, hang hốc lớn trước, tiếp theo thẩm thấu và nạp vào các nút nẻ nhỏ sau. Dầu trong quá trình khai thác được huy động từ hệ thống nứt nẻ lớn trước, tiếp theo là từ các nút nẻ nhỏ sau.

Trong quá trình khai thác, cần hiểu thật rõ nguyên lý này để triển khai bơm ép nước với lưu lượng và tốc độ phù hợp, đảm bảo không làm cản trở quá trình khai thác dầu từ hệ thống nứt nẻ nhỏ và tạo điều kiện để khai thác tối đa dầu từ đới vi nứt nẻ ra hệ thống nứt nẻ lớn.

Ở khu vực dầu nạp vào càng dễ thì ra càng dễ, dầu nạp vào khó thì ra cũng khó. Ở đầu dầu vào trước thì ra trước, dầu vào sau thì ra sau.

Trước: Áp suất bên ngoài cao, áp suất bên trong thấp → dầu đi vào.

Hiện nay: Áp suất bên ngoài thấp, áp suất bên trong cao → dầu đi ra.

Điều kiện là tạo ra và duy trì được áp suất bên ngoài đủ thấp để đưa dầu ra.

Với đặc điểm khối đá móng có tính chất bất đồng nhất rất cao nên áp suất được duy trì đối với từng khu vực là khác nhau, với từng thời điểm cũng khác nhau.

Trong giai đoạn khai thác cuối, tác giả đề xuất phương pháp thay đổi hệ số bơm ép - khai thác theo hướng giảm để duy trì trường áp suất vỉa ở tầng móng với mức trung bình dưới áp suất bão hòa và tạo chênh lệch áp suất đủ để huy động dầu từ đới vi nứt nẻ kết hợp bơm ép nước theo chu kỳ thay đổi từ tối đa đến tối thiểu cho phép và ngược lại để tạo ra trạng thái mất cân bằng tạm thời. Trạng thái đó sẽ làm tăng sự chuyển động dầu từ môi trường vi nứt nẻ vào hệ thống nứt nẻ và sau đó tiếp tục được lượng nước bơm ép có bổ sung hóa chất hoạt động bề mặt tăng cường quét đẩy lên phía trên.

4. Đề xuất giải pháp công nghệ - kỹ thuật cụ thể cho từng khu vực và đối tượng

Đối với móng cần đặc biệt lưu ý đến tính bất đồng nhất về độ thấm chứa rất cao nên móng mỏ A ≠ mỏ B (Bạch Hổ ≠ Rồng ≠ Sư Tử Đen). Ngay trong 1 mỏ các khu vực có tính chất khác nhau (phụ thuộc vào thành phần thạch học, mức độ hoạt động kiến tạo...) nên cần áp dụng giải pháp khác nhau.

4.1. Khối Trung tâm (kiến tạo dập võ mạnh, độ thấm tốt)

Khối Trung tâm có trữ lượng lớn nhất, tập trung nhiều giếng có hệ số sản phẩm rất cao. Dù ở giai đoạn cuối quá trình khai thác nhưng khối Trung tâm vẫn cho sản lượng chính và có nhiều tiềm năng để gia tăng hệ số thu hồi dầu. Vì vậy, mục tiêu và giải pháp đối với khối Trung tâm trong giai đoạn này là:

- Mục tiêu: Khai thác hiệu quả trữ lượng dầu còn lại ở trên thân dầu đá móng kể cả dầu bị kẹt lại trong nứt nẻ lớn chưa khai thác hết và bị kẹt trong các vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều. Gia tăng hệ số thu hồi dầu (thêm một vài %) đối với mỏ dầu khổng lồ Bạch Hổ có giá trị lớn trong giai đoạn hiện nay khi sản lượng khai thác đang suy giảm nhanh.

- Giải pháp: Trữ lượng dầu còn lại ở khối Trung tâm đang tồn tại ở 3 khu vực: đới vi nứt nẻ và các nứt nẻ 1 chiều không liên thông; khu vực nóc móng; khu vực mặt móng nhô cao chưa khoan đến hoặc chưa mở vỉa. Căn cứ

vào các luận cứ và phương pháp luận khoa học trên, tác giả đề xuất giải pháp với 3 khu vực vừa, cụ thể như sau:

4.1.1. Giải pháp khai thác dầu còn lại chưa thu hồi đang tồn tại trong đới vi nứt nẻ và các nứt nẻ 1 chiều không liên thông

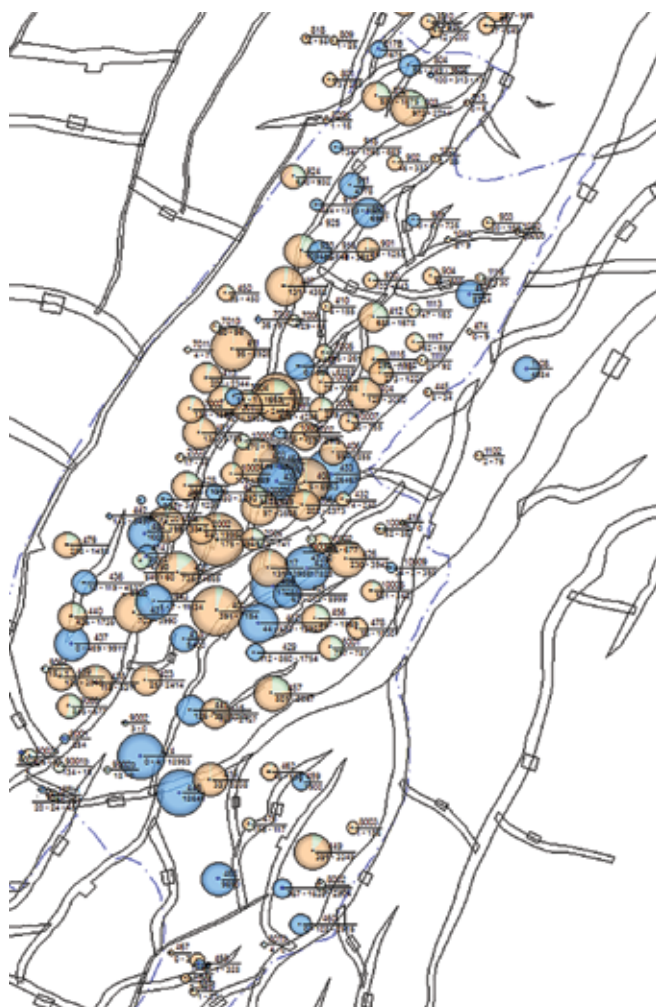
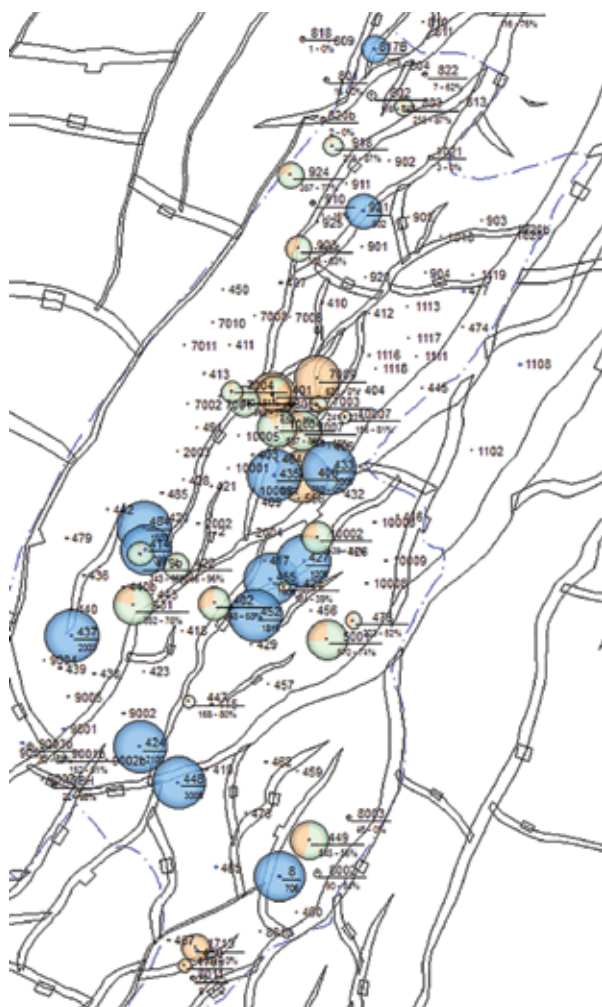
Giải pháp đề xuất đối với khu vực này gồm: (i) Giảm áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa; (ii) Lựa chọn và áp dụng các giải pháp công nghệ tác động lên vỉa nhằm tăng hệ số tiếp xúc - bao trùm (contact coefficient), tăng hệ số quét (sweeping coefficient) và tăng hệ số đẩy (displacement coefficient) của chất lỏng bơm ép; (iii) Lựa chọn và áp dụng các giải pháp tác động lên vùng cận đáy giếng; (iv) Áp dụng phương pháp khai thác hỗn hợp gaslift - bơm điện chìm trong cùng 1 giếng; (v) Áp dụng giải pháp ngăn cách vỉa bị ngập nước.

a. Giải pháp giảm áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa

Đề xuất cụ thể của giải pháp được lựa chọn trên cơ sở xem xét cụ thể các ưu, nhược điểm của từng phương án và lựa chọn như sau [4]:

- Phương án tiếp tục bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa như ở mức hiện nay

Ưu điểm của phương án này là dễ thực hiện theo quy trình công nghệ - kỹ thuật có sẵn; chi phí duy trì áp suất vỉa thấp; chi phí cho khai thác cơ học thấp (do duy trì áp suất vỉa cao, các giếng khai thác ở chế độ tự phun); tránh được nguy cơ mở rộng mũ khí cục bộ ở nóc vỉa xuống sâu hơn của thân dầu. Có thể đạt hệ số thu hồi dầu ở mức cao nhất cho thân dầu phía trên còn lại khi có sự kết hợp một cách hiệu quả hiệu ứng phi cân bằng nhờ duy trì áp suất vỉa ở mức tối ưu [5, 6] với việc gia tăng hệ số quét/đẩy dầu bằng nước bởi ranh giới dầu nước đã được thiết lập đều trên toàn bộ thân dầu và do đó hiệu ứng phân lắng trọng lực cũng phát huy hiệu quả cao nhất. Hơn nữa, việc điều chỉnh ranh giới dầu nước dịch chuyển đều từ dưới lên ít phức tạp hơn trước do cách xa đới bơm ép làm giảm nguy cơ hình thành lưới nước cục bộ. Có khả năng tạm thời duy trì tổng sản lượng dầu khai thác mức cao trong một thời gian ngắn nhất định.



Hình 3. Sơ đồ khối Trung tâm. Nguồn: Vietsovpetro

Nhược điểm của phương án này là: Hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác sẽ tăng do các giếng chủ lực bị ngập nước (nguy hiểm, khó kiểm soát), sản lượng khai thác dầu suy giảm nhanh. Giải pháp truyền thống là cách ly phía dưới và chuyển lên khai thác ở đới nông hơn khó thực hiện khi ranh giới dầu nước lên quá cao. Nếu tiếp tục bơm ép nước cần phải đầu tư cho khai thác cơ học và có thể khoan thêm giếng trên nóc cấu tạo nhưng tác giả đánh giá hiệu quả sẽ không cao khi mà hàng loạt giếng khoan sẽ bị ngập nước cùng một lúc. Không huy động được trữ lượng dầu còn tồn tại trong các đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều không liên thông trên toàn bộ thân dầu.

- Phương án dùng bơm ép nước và khai thác tận thu bằng phương pháp cơ học

Ưu điểm của phương án này là dễ thực hiện; không cần chi phí cho việc duy trì áp suất vỉa; có thể giảm được hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác. Có thể đạt hệ số thu hồi dầu ở mức cao cho đới nông của thân dầu từ 3.300m trở lên do gia tăng hệ số huy động dầu từ hệ thống vi nứt nẻ nhờ áp suất vỉa giảm và hiệu ứng mở rộng mũ khí cục bộ, do gia tăng hệ số quét vì nguy cơ hình thành lưới nước cục bộ giảm và do tuổi thọ của quá trình khai thác dầu được kéo dài hơn.

Nhược điểm của phương án này là: Chi phí cho khai thác cơ học cao (khi áp suất vỉa giảm, các giếng khai thác không thể làm việc ở chế độ tự phun); cần chi phí lớn để khoan thêm giếng khai thác mới ở phần dưới của thân dầu để gia tăng sản lượng khai thác; sẽ mở rộng mũ khí cục bộ ở nóc vỉa xuống khu vực sâu hơn của thân dầu. Do áp suất vỉa giảm mạnh, sản lượng dầu khai thác khó duy trì ở mức cao trong vòng 2 - 3 năm tới, trong khi đó việc khai thác cơ học và khoan thêm giếng khó có thể bù đắp được sự thiếu hụt này.

- Phương án giảm dần bơm ép nước đến mức áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa

Hiện nay tại nhiều khu vực, ranh giới dầu nước chỉ cách nóc móng dưới 100m, các phương án cần được xem xét là: giảm lưu lượng bơm đối với từng giếng, giảm tổng sản lượng bơm ép khu vực móng trung tâm; không nên bơm ép với hệ số 100% như hiện nay; giảm áp suất vỉa đến mức dưới áp suất bão hòa; tiếp tục lựa chọn giếng sâu, vùng rìa vòm trung tâm bơm với tốc độ chậm, tạo ranh giới dầu nước phẳng đều.

Ưu điểm của phương án này là giảm được hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác; tránh được hiện tượng ngập nước hàng loạt, tránh được nguy cơ ảnh hưởng trực tiếp đến sản lượng khai thác năm 2018 và các năm tiếp

theo; kéo dài được tuổi thọ các giếng ở khu vực gần ranh giới dầu nước; kiểm soát được quá trình ngập nước các giếng. Nâng cao hệ số thu hồi dầu khí, huy động thêm được lượng dầu từ các đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều khi áp suất vỉa giảm, kết hợp bơm quét từ 4.000m lên trên.

Nhược điểm của phương án này là một số giếng khai thác có thể giảm lưu lượng; việc giảm áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa, có thể dần dần sẽ hình thành mũ khí nhân tạo.

- Phương án dùng bơm ép nước và duy trì áp suất vỉa như ở mức hiện nay bằng bơm ép khí (N , CO_2 , CH_4)

Ưu điểm của phương án này là có khả năng duy trì được mức sản lượng dầu khai thác cao trong vòng 2 năm tới do duy trì được áp suất vỉa ở mức cao tương đối; có thể giảm được hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác. Có thể đạt hệ số thu hồi dầu ở mức cao cho đới nông của thân dầu do gia tăng hệ số đẩy dầu từ đới vi nứt nẻ nhờ áp suất vỉa giảm và hiệu ứng mở rộng mũ khí do bơm ép, do gia tăng hệ số bao quét nhờ nguy cơ hình thành lưới nước cục bộ thấp và do sự kéo dài tuổi thọ của quá trình khai thác dầu. Ngoài ra, hiệu ứng phi cân bằng nhờ duy trì áp suất vỉa ở mức tối ưu cũng tác động làm tăng hiệu quả khai thác và hệ số thu hồi dầu ở phần dưới còn lại của vỉa dầu.

Nhược điểm của phương án này là rất khó thực hiện vì quy trình công nghệ - kỹ thuật rất phức tạp và chưa có sẵn; khó cung cấp nguồn khí và chi phí cho việc duy trì áp suất vỉa rất cao; cần chi phí cho khai thác cơ học (khi áp suất vỉa giảm, nhiều giếng khai thác không thể làm việc ở chế độ tự phun); cần chi phí để khoan thêm giếng khai thác mới ở dưới của thân dầu để gia tăng sản lượng khai thác. Khó kiểm soát việc mở rộng mũ khí cục bộ ở nóc vỉa xuống phần sâu hơn của thân dầu; tuổi thọ khai thác vỉa có thể bị kéo dài; rất khó đánh giá hiệu quả kinh tế - kỹ thuật và tính khả thi.

Như vậy, trên cơ sở phân tích ưu - nhược điểm của từng phương án trên, theo tác giả phương án giảm dần bơm ép nước đến mức áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa là phương án có tính khả thi và mang lại hiệu quả kinh tế - kỹ thuật cao nhất. Hiệu quả của phương án này phụ thuộc vào kết quả điều hành quá trình bơm ép nước và khai thác dầu sao cho ranh giới dầu nước dịch chuyển chậm đều từ dưới lên. Vì vậy, áp dụng phương án này đồng thời áp dụng triệt để các giải pháp kiểm soát trực tiếp, gián tiếp quá trình duy trì áp suất vỉa mà thực chất là kiểm soát sự chuyển động của dòng nước khi bơm vào vỉa. Nội dung chủ yếu của quá trình đó là tiến hành kiểm

tra và phân tích thường xuyên trạng thái ngập nước bằng các phương pháp trực tiếp (lấy mẫu, gây nhiễu thủy lực và thử giao thoa, đánh dấu phóng xạ, chất chỉ thị màu, phân tích vi lượng) và gián tiếp (áp dụng các thuyết entropy, fractal, isocor, phân tích tương hỗ Spearman, phân tích hệ số gini... [7 - 9]).

Trong số các phương pháp gián tiếp thì phân tích tương quan hạng Spearman là phương pháp thích hợp, thuận tiện để phân tích nhanh và cung cấp thông tin đáng tin cậy về mối liên hệ giữa các giếng khoan trong hệ thống bơm ép - khai thác cũng như trạng thái khai thác của vỉa dầu trong đá móng như Bạch Hổ để giải quyết những vấn đề chính sau:

- Xác định nhanh nguyên nhân chính gây ngập nước các giếng khai thác do chế độ bơm ép nước và khai thác dầu chưa hợp lý, từ đó đề xuất biện pháp điều chỉnh để khai thác hiệu quả và an toàn.
- Xác định mối liên hệ thủy lực giữa các giếng khoan.
- Xác định hướng vận động của nước và dòng chảy chất lưu trong vỉa.
- Xác định các giếng bơm ép nước là nguồn gây ngập nước chính tại các giếng khai thác.
- Phân chia các giếng bơm ép và khai thác thành các nhóm khác nhau để điều chỉnh sản lượng một cách hợp lý.
- Xây dựng "biểu đồ đồng tương quan" (isocor) để biểu thị mức độ ảnh hưởng của quan hệ nhân quả giữa các giếng bơm ép nước và các giếng khai thác dầu. Trên cơ sở đó, tăng cường bơm ép và khai thác các giếng ở vùng đồng tương quan thấp để tăng hệ số tương quan của các giếng trong vùng lên trung bình, giảm hệ số tương quan ở vùng đồng tương quan cao xuống trung bình để dự trữ năng lượng vỉa, tạo điều kiện ổn định ranh giới dầu nước, nâng cao hiệu quả khai thác bơm ép thuộc vùng tương quan cao nhưng không giảm khối lượng khai thác. Ở các vùng có mật độ tập trung cao các đường đồng tương quan có thể khoan thêm các giếng khai thác ở vị trí thích hợp [8 - 10].

Nếu có nguồn nước nóng bơm ép càng hiệu quả. Nghiên cứu sử dụng nguồn nước vỉa khai thác có nhiệt độ cao bơm quay trở lại vỉa.

- Thực hiện phương án giảm dần bơm ép nước đến mức áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa, đồng thời tiến hành các giải pháp duy trì và gia tăng sản lượng khai thác gồm: khoan bổ sung các giếng khai thác vào đới giữa; cắt thân thứ 2 và khoan thêm giếng xen kẽ vào khu vực

còn dầu (tương tự giếng 7010); tiếp tục chuyển các giếng lưu lượng thấp sang khai thác bằng gaslift [11].

b. Lựa chọn và áp dụng các giải pháp công nghệ tác động lên vỉa sản phẩm

Lựa chọn và áp dụng các giải pháp công nghệ tác động lên vỉa sản phẩm nhằm tăng hệ số tiếp xúc - bao trùm, tăng hệ số quét và hệ số đẩy của chất lỏng bơm ép để đạt mục tiêu nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Nâng cao hệ số thu hồi dầu là một mục tiêu quan trọng của Vietsovpetro và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn sản lượng dầu đang suy giảm như hiện nay.

Có nhiều phương pháp tác động hóa lý nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu như: bơm ép nước, bơm ép khí, dung dịch polymer, dung dịch chất hoạt động bề mặt, dung dịch vi sinh, bơm hơi nóng, gây cháy trong vỉa...

Ngoài phương pháp bơm ép nước duy trì áp suất vỉa được đánh giá là thành công nhất, Vietsovpetro đã thử nghiệm các giải pháp khác nhau nhưng chưa được áp dụng rộng rãi. Trong giai đoạn cuối khai thác mỏ Bạch Hổ với đặc trưng khối Trung tâm tầng móng và công nghệ của các phương pháp, đề xuất Vietsovpetro tiếp tục áp dụng các phương pháp sau:

- Phương pháp bơm ép chất hoạt động bề mặt

Về cơ chế nâng cao hệ số thu hồi dầu bằng bơm chất hoạt động bề mặt: Một yếu tố quan trọng của bất kỳ quá trình nâng cao hệ số thu hồi dầu nào là hiệu quả của việc đẩy dầu ra khỏi lỗ rỗng của đá, gồm dầu còn lại trong các vùng được quét bởi nước bơm ép và dầu còn lại trong các vùng không được quét hay được quét rất ít bởi nước bơm ép.

Quyết định đến hiệu quả của việc bơm ép làm tăng hệ số thu hồi và được phản ánh qua độ bão hòa dầu dư Sor (Saturated oil residues) là gia tăng hợp lý các hệ số quét η_s , hệ số đẩy η_d và hệ số tiếp xúc η_c được thể hiện trong hệ thức:

$$\eta = \eta_s \eta_d \eta_c$$

Nâng cao hệ số thu hồi dầu trong vỉa nứt nẻ tự nhiên bằng phương pháp bơm ép chất hoạt động bề mặt sẽ làm gia tăng hệ số đẩy dầu η_d thông qua việc tác động làm giảm áp lực mao dẫn, cải thiện tính dính của đá và sức căng bề mặt giữa 2 pha dầu nước.

Mặt khác, trong tầng móng có nhiều vi mao mạch - vi nứt nẻ. Dầu thường bị mắc lại trong các "bẫy" vi mao mạch - vi nứt nẻ. Nước bơm ép bình thường không đẩy dầu ra

khỏi “bẫy” vi mao mạch - vì nút nẻ, nhưng khi có lưu thể chất hoạt động bề mặt, dầu có thể thoát ra. Hình 4 giải thích cho cơ chế này: Góc tiếp xúc pha θ_1 (góc thấm ướt) giảm tối đa, kết quả lần lượt dẫn đến giảm khoảng cách r, r_1 ở điểm tiếp xúc pha, rồi đến giảm áp suất ở vùng này lên thành mao mạch (trong thể tích chứa, nơi có bán kính càng lớn thì có áp suất càng cao và ngược lại), làm cho giọt dầu biến dạng, có diện tích bề mặt tiếp xúc với bề mặt đất đá vữa nhỏ nhất ở phía bên đầu có lưu thể chất hoạt động bề mặt. Nhờ đó, giọt dầu dễ dàng thoát khỏi “bẫy” vi mao mạch vữa với một lực đẩy nhỏ hơn trước.

Trong tình trạng ngập nước, ở vùng quét hiệu dụng, đối với lớp mao mạch lớn và trung bình, nói chung là vùng thấm cao, đặc biệt ở vùng gần phía giếng bơm ép, dầu chủ yếu chỉ còn dính trên bề mặt lõi lỗ, hang hốc của vữa. Loại dầu này được lưu thể chất hoạt động bề mặt đẩy thêm, dồn về phía giếng khai thác. Dầu từ các “bẫy” vi mao mạch cũng dồn về phía vùng thấm cao này.

Trong bơm ép hóa phẩm, một số thông tin được sử dụng để đánh giá, dự đoán hiệu quả đẩy dầu của lưu thể đẩy. Một trong số đó là chỉ số mao dẫn N_c :

$$N_c = \frac{\mu \times v}{\delta \times \cos \theta}$$

Trong đó:

μ : Độ nhớt của lưu thể đẩy;

v : Tốc độ của lưu thể đẩy;

δ : Sức căng bề mặt của lưu thể đẩy;

$\cos \theta$: Cosin của góc thấm ướt θ .

Chỉ số mao dẫn phản ánh mối tương quan giữa lực nhớt và lực mao dẫn. Nếu lực nhớt thắng được lực mao dẫn đang giữ giọt dầu trong “bẫy” vi mao mạch thì dầu dư sẽ được đẩy ra. Để gia tăng có hiệu quả hệ số thu hồi dầu phải tăng N_c lên. Nhưng để tăng N_c không thể tăng quá mức tốc độ bơm ép v mà chỉ có thể làm giảm sức căng bề mặt δ và tăng độ nhớt μ bằng cách tăng nồng độ chất hoạt động bề mặt và phụ gia tăng độ nhớt trong lưu thể đẩy. Nhưng cũng không thể tăng quá mức nồng độ

phụ gia tăng độ nhớt vì sự hạn chế của áp suất đẩy, do đó đồng thời phải gia tăng hợp lý nồng độ chất hoạt động bề mặt và nồng độ phụ gia tăng độ nhớt.

Tỷ số linh động (M) ảnh hưởng rất mạnh lên hiệu suất quét của các đối tượng vữa đã bị nước chọc thủng ranh giới dầu. Vì trong bơm ép nước thường không làm giảm được độ nhớt của dầu, nên muốn giảm tỷ số linh động phải tăng độ nhớt của lưu thể đẩy để làm giảm độ linh động. Nghĩa là tỷ số linh động M trong hệ thức: $M = \frac{\lambda w}{\lambda o}$ càng nhỏ càng tốt.

Dầu thô móng mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin cao dẫn đến có độ nhớt cao. Trong khi nước bơm ép có độ nhớt rất thấp dẫn đến hiệu quả đẩy dầu thấp do tỷ số linh động giữa nước và dầu lớn. Để giảm sức căng bề mặt giữa pha dầu và nước nhằm tăng hiệu quả đẩy dầu, đồng thời tăng hệ số quét, có thể áp dụng phương pháp bơm chất hoạt động bề mặt kết hợp với bơm polymer. Phương pháp bơm ép này, hứa hẹn đem lại hiệu quả cao khi khả năng thu hồi dầu có thể lên đến 70% lượng dầu dư còn lại trong vữa sau quá trình khai thác thứ cấp, tuy nhiên cần một lượng lớn polymer. Vì vậy chi phí sẽ rất cao do polymer đắt và lựa chọn một loại polymer tương hợp tốt với chất hoạt động bề mặt sử dụng cho các vữa có nhiệt độ cao thường rất tốn kém.

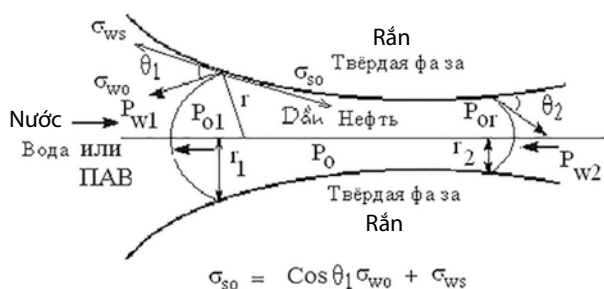
Để khắc phục tình trạng này, các nghiên cứu gần đây đề xuất đưa vào dung dịch hoạt động bề mặt một lượng nhỏ polymer, có thể cải thiện được cả hiệu quả quét của dung dịch bơm ép và giảm sức căng bề mặt giữa 2 pha dầu và nước, dẫn đến gia tăng hệ số đẩy dầu.

Đối với đối tượng móng nút nẻ mỏ Bạch Hổ, ngoài các cơ sở đã nêu trên, độ nhớt của dầu trong vữa và sự tồn tại các đối vi nút nẻ luôn làm giảm hệ số thu hồi dầu, đây chính là tiền đề cần thiết cho việc áp dụng phương pháp bơm ép chất hoạt động bề mặt - polymer.

Hệ hóa phẩm được sử dụng trong bơm ép chất hoạt động bề mặt cho đối tượng móng là hệ IAMS-M2-P kết hợp với hàm lượng chất polymer hợp lý. Thành phần hóa phẩm hoạt động bề mặt IAMS-M2-P gồm:

+ IsoC1454PO sulfate: Đây là chất hoạt động bề mặt anion thuộc họ ALFOTERRA (được sản xuất tại Ý và Mỹ), tuy được sản xuất thương mại chưa lâu nhưng được sử dụng nhiều do có khả năng tan tốt trong nước biển và cho giá trị sức căng bề mặt dầu nước cực thấp, khoảng 10^{-3} đến 10^{-4} dyne/cm.

+ Nonylphenol ethoxylate (NP-9): Đây là chất hoạt động bề mặt nonion, sản phẩm của Dow Chemical. Chất



Hình 4. Mô hình giọt dầu trong “bẫy” vi mao mạch của vữa

hoạt động bề mặt nonion này tan tốt trong nước biển, có khả năng chịu muối cao hơn so với các chất hoạt động bề mặt anion thông thường. NP-9 là một tác nhân phân tán và thấm ướt rất tốt.

+ Copolymer gốc acrylamide biến tính bền nhiệt AN-125. AN-125 được cung cấp bởi SNF (Pháp).

Đây là phương pháp tác động lên vỉa sản phẩm nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu phù hợp và cần được áp dụng cho đối tượng trung tâm móng mỏ Bạch Hổ.

- Phương pháp bơm khí nước luân phiên

Bơm ép khí nước luân phiên - WAG (Water Alternated Gas) là phương pháp nhằm giảm độ linh động của khí và tăng hiệu quả gia tăng thu hồi dầu. So với các phương pháp tăng cường thu hồi dầu - EOR (Enhanced Oil Recovery) khác, bơm ép khí là một phương pháp phù hợp với điều kiện của mỏ Bạch Hổ cho giai đoạn khai thác cuối.

Khi bơm khí nước luân phiên, độ linh động của khí giảm đáng kể đã làm tăng hiệu suất quét của khí. Kết hợp giữa bơm ép nước và khí làm giảm đáng kể lượng khí cần dùng cho bơm ép mà vẫn tăng lượng thu hồi dầu.

Đối với đá móng mỏ Bạch Hổ, với đặc điểm địa chất rất phức tạp: bể dày thân dầu lớn (hàng trăm mét), các đặc tính vật lý đá (độ rỗng, độ thấm...) có độ bất đồng nhất cao, nhiệt độ cao (> 140°C), do đó việc sử dụng các phương pháp hóa học trong thu hồi dầu tăng cường còn hạn chế.

Vietsovpetro đã bơm ép thử nghiệm luân phiên khí và nước vào giếng 437 tại tầng móng mỏ Bạch Hổ tạm thời chưa xác định được hiệu quả do lượng bơm khí nhỏ. Nhưng dựa trên điều kiện thực tế sản xuất, có sẵn nguồn khí đồng hành, Vietsovpetro cần tiếp tục hoàn thiện giải pháp bơm khí nước luân phiên để áp dụng, trước hết đối với đối tượng đá móng ở khu vực Nam vòm Trung tâm và tiếp theo trên phạm vi rộng cho tầng móng mỏ Bạch Hổ.

c. *Áp dụng các giải pháp tác động lên vùng cận đáy giếng [4, 11 - 13]*

Thực tế đã chứng minh, độ thấm tự nhiên của đất đá giảm là do vùng cận đáy giếng bị nhiễm bẩn bởi dung dịch sét trong quá trình mở vỉa sản phẩm và sự lắng đọng của paraffin, các phân tử sét, oxide sắt và các tạp chất hữu cơ, vô cơ khác trong quá trình khai thác cũng như trong quá trình bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa...

Có rất nhiều phương pháp tác động lên vùng cận đáy giếng gồm hóa học, cơ học, vật lý, nhiệt học. Tuy nhiên

tầng móng mỏ Bạch Hổ có những đặc trưng riêng khác biệt so với các vỉa chứa dầu khác (nứt nẻ, hang hốc, vi nứt nẻ; độ thấm thay đổi trong phạm vi rộng từ 0,004 - 460D; nhiệt độ vỉa cao dao động trong khoảng 130 - 150°C; áp suất vỉa thay đổi từ 200 - 417atm; hầu hết các giếng khai thác trong tầng móng thuộc loại hoàn thiện giếng trong thân trần...) nên những phương pháp được lựa chọn, để xuất áp dụng như sau:

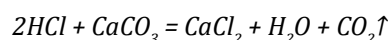
- Phương pháp xử lý bằng acid

Đây là phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng đã được áp dụng tại tầng móng Bạch Hổ cho kết quả tốt. Cần tiếp tục áp dụng trong giai đoạn cuối.

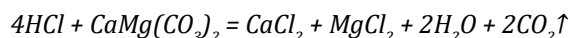
Các acid chủ yếu dùng để xử lý vùng cận đáy giếng là HCl hoặc HF. Lựa chọn HCl hoặc HF hoặc hỗn hợp HCl + HF tùy thuộc vào thành phần đất đá cụ thể, như sau:

+ HCl hòa tan tốt đối với các nhiễm bẩn có calcite, dolomite.

Đối với đá vôi (calcite):

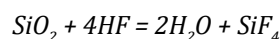


Đối với đá dolomite:

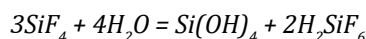


Các muối $CaCl_2$, $MgCl_2$ (hòa tan tốt trong nước) và CO_2 dễ dàng lấy lên khỏi giếng sau khi xử lý.

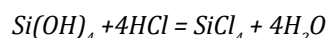
+ HF tác dụng với thành phần chủ yếu SiO_2 và $H_4Al_2Si_2O_9$ (kaoline) theo các phản ứng sau:



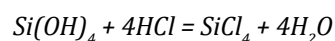
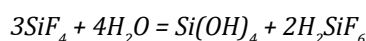
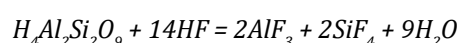
Sản phẩm SiF_4 tạo thành sau phản ứng tiếp tục tác dụng với nước:



H_2SiF_6 hòa trong dung dịch, còn $Si(OH)_4$ theo mức độ giảm tính acid của dung dịch HF có thể tạo nên chất keo dính làm bịt kín các lỗ hổng đất đá. Để loại trừ hiện tượng này, HCl trong hỗn hợp dung dịch acid có chức năng tác động với sản phẩm phản ứng $Si(OH)_4$ tạo thành muối $SiCl_4$ hòa tan trong nước:



Tương tự, hỗn hợp dung dịch acid tác động với kaoline:



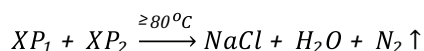
- Xử lý acid kết hợp với hoạt chất bề mặt và dung dịch khác, bơm rửa vùng cận đáy giếng

Xử lý vùng cận đáy giếng bằng acid là công nghệ xử lý có hiệu quả cao. Tuy nhiên, công nghệ này có nhược điểm cần phải khắc phục là: acid làm tăng mức độ ăn mòn thiết bị; sau khi xử lý acid sẽ tạo ra cặn không hòa tan, làm giảm độ thấm thấu vùng cận đáy giếng; dung dịch acid trung hòa có độ nhớt cao gây khó khăn trong quá trình gọi dòng sản phẩm. Để khắc phục nhược điểm này, cần áp dụng phương pháp xử lý theo hướng sau:

+ Tháo rửa nhanh các sản phẩm phản ứng khi xử lý acid nhờ hỗn hợp hóa phẩm bị phân giải.

Tại các khu vực và các giếng chưa trang bị hệ thống gaslift, quá trình gọi dòng sau khi xử lý acid vùng cận đáy giếng thường làm chậm quá trình tháo rửa từ vỉa ra đáy giếng những sản phẩm phản ứng sau khi xử lý. Vì vậy, cần áp dụng giải pháp khơi thông giếng ngay sau khi xử lý vùng cận đáy giếng nhờ hỗn hợp hóa phẩm bị phân giải dưới tác động của nhiệt độ vỉa cao $> 80^{\circ}\text{C}$ tạo ra một khối lượng lớn N_2 .

Phương trình phản ứng của hỗn hợp hóa chất xảy ra như sau:



Sản phẩm sau là muối hòa tan trong nước và dưới tác động của chênh áp lớn tạo ra do sự phân giải hỗn hợp hóa phẩm cùng với khối lượng lớn khí trơ (N_2) sẽ bị đẩy ra đáy giếng và được đưa lên miệng giếng một cách dễ dàng. Tại các khu vực đã có hệ thống gaslift, sau khi xử lý acid thì gọi dòng ngay bằng gaslift.

+ Phương pháp xử lý bằng nhũ tương dầu - acid

Khi tiến hành xử lý giếng bằng acid trong điều kiện tầng móng mỏ Bạch Hổ có nhiệt độ cao, cần áp dụng phương pháp xử lý bằng nhũ tương dầu - acid để đưa acid tác động sâu vào trong vỉa.

Dung dịch nhũ tương dầu - acid hoàn toàn phù hợp để xử lý vùng cận đáy giếng trong điều kiện vỉa có nhiệt độ cao ($\approx 150^{\circ}\text{C}$).

Nhũ tương dầu - acid bao gồm 2 pha: một pha acid và một pha từ hydrocarbon (có thể là dầu thô hoặc diesel) mà acid là chất phân tán, còn dầu thô là môi trường phân tán nhờ các chất tạo nhũ tương (ví dụ: chất disolvan).

Khi bề mặt tiếp xúc giữa acid trong hỗn hợp nhũ tương dầu - acid và đất đá giảm thì hỗn hợp này sẽ đi vào trong vỉa sâu hơn so với hỗn hợp acid bình thường, đồng

thời giảm khả năng ăn mòn kim loại của dung dịch acid khi tác động với thiết bị lòng giếng.

Tỷ lệ pha chế mà người ta có các loại nhũ tương - acid khác nhau, thông thường từ 60 - 70% dung dịch acid và 40 - 30% dầu thô.

+ Giải pháp nhũ tương khí - dầu - acid.

Bản chất của giải pháp này là dung dịch xử lý ngoài acid còn có dầu và khí dưới dạng nhũ tương. Nhũ tương dầu - acid sẽ làm giảm bề mặt tiếp xúc giữa acid với đất đá vòng ngoài và tạo điều kiện hỗn hợp này khi đi sâu vào vỉa hơn so với hỗn hợp acid bình thường. Đồng thời nhũ tương dầu - acid sẽ làm giảm khả năng ăn mòn kim loại của acid. Để tăng nhanh thông vỉa sau xử lý, trong hỗn hợp nhũ tương dầu - acid còn pha thêm khí. Giải pháp dầu nhũ tương được bơm đồng thời hoặc kế tiếp nhau các thành phần nhũ tương khí - dầu - acid vào giếng. Tỷ lệ thể tích của các thành phần và trình tự bơm nhũ tương được lựa chọn sao cho đạt được khả năng hòa khí lớn nhất trong hỗn hợp nhũ tương dầu - acid và đảm bảo chắc chắn hỗn hợp nhũ tương khí - dầu - acid xâm nhập vào các khe nứt của vỉa. Như vậy, ở những đối tượng xử lý có áp suất vỉa thấp thì ngay sau xử lý, vùng cận đáy giếng được khơi thông mạnh và tháo nhanh những chất gây bẩn và các sản phẩm phản ứng từ vỉa vào đáy giếng và theo sản phẩm khai thác đi lên.

- Xử lý acid dưới áp suất lớn có chèn ép propane (cát nhân tạo) với nồng độ thấp cho đối tượng móng nứt nẻ:

Trong quá trình khoan, sửa chữa giếng và khai thác, dung dịch sét và các tạp chất lắng đọng tạo thành những màng bọc bên trên bề mặt khe nứt nẻ. Ngoài ra đối với các giếng khai thác theo thời gian áp suất vỉa sẽ giảm dần làm cho các khe nứt ở vùng cận đáy giếng có xu hướng khép lại do biến dạng đàn hồi của đất đá. Đối với các giếng bơm ép các phần tử cứng trong chất lỏng bơm ép có thể làm bít các kênh dẫn nước. Xử lý acid dưới áp suất lớn làm cho các khe nứt được khôi phục lại gần như trạng thái ban đầu. Sau đó các khe nứt được chèn bởi propane để khỏi bị khép lại [12].

- Các biện pháp phục hồi và nâng cao sản lượng giếng bằng dung môi hòa tan

Một trong những nguyên nhân làm giảm sản lượng của các giếng là do quá trình đóng nhựa và paraffin do nhiệt độ và áp suất đáy giếng giảm; sự hình thành nhũ tương bền vững và tăng độ nhớt dầu ở vùng đáy giếng. Có thể sử dụng dung môi hòa tan P-1 (Three-methylene clorua $\text{ClCH}_2\text{-CH}_2\text{-Cl}$, Di-mentin-bezon $\text{H}_3\text{C-...-CH}_3$) để xử lý vùng cận đáy giếng.

- Nứt vỉa thủy lực

Nứt vỉa thủy lực là phương pháp tăng độ rỗng, độ thấm hiệu quả tại các đối tượng trầm tích. Nứt vỉa thủy lực tại khu vực tầng móng gặp rất nhiều khó khăn về mặt công nghệ do đặc trưng về cấu trúc địa chất bất đồng nhất (nứt nẻ, hang hốc, vi nứt nẻ) của tầng sản phẩm nên trong quá trình bơm nứt vỉa thủy lực bị mất dung dịch rất lớn. Mặt khác do cấu trúc giếng khoan (đoạn mở vỉa là một khoảng thân trần lớn) nên hiệu quả việc thực hiện nứt vỉa thủy lực tại các giếng thuộc tầng móng bị giảm. Để tăng hiệu quả xử lý vùng cận đáy giếng tại các giếng thuộc tầng móng không nên tiến hành nứt vỉa thủy lực riêng mà kết hợp nứt vỉa thủy lực với xử lý acid hoặc nứt vỉa thủy lực kết hợp xử lý acid và chèn cát nhân tạo cho các giếng khai thác tại tầng móng được đục lỗ ống chống trong khoảng vỉa cho sản phẩm [12].

- Lựa chọn giếng áp dụng phương pháp xử lý nhờ trái nổ tạo khí cao áp (PGD)

Nứt vỉa tổng hợp nhờ đạn nổ tạo khí cao áp và chất lỏng hoạt tính là một trong những công nghệ tác động nhiệt - khí - hóa lên vỉa nhằm tăng độ thấm thấu vùng cận đáy giếng bằng cách tạo thêm, mở rộng những khe nứt mới trong đất đá nhờ năng lượng của khí được tạo thành khi đốt cháy trái nổ và tác động thêm thủy lực bằng cách bơm ép vào vùng cận đáy giếng các chất hoạt tính (dung dịch acid).

Do kích thước cần ống khai thác hạn chế nên sử dụng trái nổ tạo khí cao áp có kích thước nhỏ PGD-42T (đường kính ngoài là 42mm) được thả trên cáp địa vật lý qua cột ống khai thác. Công nghệ này bảo đảm tiến hành xử lý mà không cần dập giếng, không phải làm các công việc liên quan đến việc nâng - thả cột ống khai thác.

Bản chất phương pháp này là nhờ vào năng lượng nổ tạo khí cao áp, nên áp suất đáy giếng tăng cao vượt quá áp suất nứt vỉa, chất lỏng của giếng cùng với một phần khí có khả năng bắn sâu vào trong vỉa làm mở rộng và tạo thêm hệ thống khe nứt mới trong đất đá vùng cận đáy giếng.

Quá trình cháy kèm theo việc tăng áp suất cao hơn áp suất thủy tĩnh khoảng 2 lần và xung áp suất với biên độ giảm dần theo thời gian. Công nghệ nêu trên còn có thể kết hợp với công nghệ xử lý acid (hoặc một số chất lỏng hoạt tính). Các khe nứt sau khi được tạo ra do trái nổ, tiếp tục được xử lý bằng acid sẽ mở rộng và thông sâu vào vỉa, làm tăng thêm độ thấm thấu vùng cận đáy giếng.

Tuy nhiên, trong quá trình xử lý, xung áp suất của trái

nổ đạt tới 1.800at có thể làm vành trám xi măng và cột ống chống bị phá hỏng. Ngoài ra, các khe nứt tạo thành sau khi xử lý không được chèn hạt chèn, nên các khe nứt này có xu hướng khép lại, dẫn đến hệ số sản phẩm của giếng giảm nhanh (thông thường thời gian hiệu quả khoảng 3 - 6 tháng). Đặc biệt, ở một số giếng sau khi xử lý bị sự cố do dây cáp địa vật lý bị đứt và quăn rơi vào cột ống khai thác dẫn đến phải tiến hành sửa chữa lớn rất phức tạp và giảm hiệu quả xử lý. Do những hạn chế và nguyên nhân kể trên, việc ứng dụng phương pháp này cần được cân nhắc đối với từng trường hợp cụ thể.

d. Áp dụng mạnh phương pháp khai thác hỗn hợp gaslift - bơm điện chìm trong cùng 1 giếng

Giải pháp kết hợp "gaslift - bơm điện chìm" được lựa chọn để áp dụng trong các điều kiện khai thác khác nhau: hệ số sản phẩm và áp suất vỉa cao; hệ số sản phẩm cao nhưng áp suất vỉa thấp hay ngược lại. Riêng đối với trường hợp cả hệ số sản phẩm và áp suất vỉa đều thấp thì hiệu quả việc áp dụng giải pháp này rất thấp.

Trong giai đoạn cuối khai thác tầng móng Trung tâm mỏ Bạch Hổ nơi có hệ số sản phẩm cao, độ ngập nước lớn mà giải pháp khai thác đơn lẻ không còn mang lại hiệu quả thì giải pháp "gaslift - bơm điện chìm" cho phép thực hiện một cách dễ dàng quá trình tối ưu hóa hệ thống khai thác dầu.

Đối với mỏ Bạch Hổ, từ năm 1997 trong giai đoạn khai thác ổn định và thời kỳ đầu của giai đoạn khai thác suy giảm, gaslift là phương pháp khai thác thứ cấp hiệu quả nhất [11, 14]. Tuy nhiên sang giai đoạn cuối khi độ ngập nước tăng lên, hiệu quả gaslift giảm mạnh do lượng khí tăng cao, ΔP vỉa - đáy giếng không đảm bảo đưa được lượng nước lớn lên, nên Vietsovpetro đã đề xuất và thử nghiệm sử dụng bơm điện chìm ly tâm. Nhưng bơm điện chìm cũng có nhược điểm là thời gian làm việc ngắn khoảng 1 năm cần đại tu. Thời gian mỗi lần sửa chữa kéo dài ảnh hưởng đến tổng sản lượng khai thác chung. Để khắc phục hạn chế của 2 phương pháp khi khai thác riêng, trong điều kiện mỏ Bạch Hổ đã được trang bị hệ thống máy nén khí và gaslift, cần áp dụng giải pháp "gaslift - bơm điện chìm" cho đối tượng móng Trung tâm với 2 hình thức:

- Thả máy bơm vào các giếng đang khai thác bằng gaslift nhằm hỗ trợ nhau trong khai thác khắc phục những hạn chế của từng phương pháp.

Đối với khối Trung tâm tầng móng mỏ Bạch Hổ giải pháp này sẽ giải quyết được một số hạn chế của phương pháp khai thác sử dụng bơm điện ly tâm ngầm. Sau một

thời gian khai thác, các bơm điện gặp sự cố và ngừng hoạt động, các giếng được chuyển đổi sang khai thác bằng gaslift với lưu lượng ổn định.

- Giải pháp khai thác giếng đồng thời bằng cả gaslift và bơm chìm ly tâm

Ưu điểm của giải pháp này là sử dụng đồng thời 2 phương pháp khai thác cơ học để khai thác dầu trong cùng một giếng. Máy bơm ngầm được thả vào giếng nhằm kéo dài khả năng và tăng hiệu quả làm việc của hệ thống gaslift vì máy bơm lúc này đóng vai trò làm tăng cột áp động, dẫn đến tăng đáng kể hiệu quả làm việc của hệ thống gaslift do tăng độ ngập chìm tương đối của cột cần ống khai thác. Mặt khác, do phối hợp với gaslift nên công suất cần thiết cho máy bơm giảm đáng kể. Điều này kéo theo việc giảm kích thước và chiều dài của tổ hợp máy bơm. Hệ thống điều khiển trên mặt đất đối với "gaslift - máy bơm" hoàn toàn giống như đối với trường hợp áp dụng riêng biệt các giải pháp.

Mục đích của giải pháp này là tăng khả năng khai thác dầu khối Trung tâm tầng móng mỏ Bạch Hổ bằng cách gia tăng chênh áp tại những vỉa bị ngập nước của tầng móng, khi mà phương pháp gaslift thông thường không đem lại nhiều hiệu quả như mong đợi trong điều kiện độ ngập nước của sản phẩm khai thác quá cao. Mặt khác khai thác dầu thân dưới và giữa khối Trung tâm móng bằng gaslift - bơm điện chìm ly tâm, áp suất giảm nhanh cục bộ còn tạo điều kiện huy động thêm dầu từ đới vi nứt nẻ mà phương pháp bơm ép nước không huy động được. Đây là giải pháp chắc chắn sẽ mang lại hiệu quả khi khai thác tầng móng Trung tâm giai đoạn cuối mặc dù còn những khó khăn kỹ thuật nhất định cần phải khắc phục.

Áp dụng phương pháp gaslift - bơm điện chìm lưu lượng giếng tăng lên nhiều lần, áp suất vỉa giảm xuống nhanh so với khai thác bằng phương pháp gaslift. Tuy nhiên, đối với tầng móng Trung tâm do điều kiện địa chất, tính chất bất đồng nhất cao, đa độ rỗng, đa độ thấm nên khi chuyển sang phương pháp gaslift - bơm điện chìm độ ngập nước trong sản phẩm khai thác có thể cũng tăng lên hoặc giảm xuống đồng thời với sự tăng cường khai thác. Nguyên nhân tăng độ ngập nước là do gia tăng chênh áp lên phần móng đã bị ngập nước và vắng mặt phần vỉa dầu chưa bị ngập nước; nguyên nhân độ ngập nước trong sản phẩm khai thác giảm là do còn phần móng phía bên trên chưa bị ngập nước, sự gia tăng chênh áp làm cho phần vỉa này làm việc hiệu quả hơn, dẫn tới lưu lượng dầu tăng.

Có thể chuyển sang khai thác theo chu kỳ. Sau một thời gian khai thác bằng phương pháp kết hợp gaslift - bơm điện chìm, áp suất vỉa giảm nhanh, thì đóng giếng tạm thời để huy động thêm dầu từ đới vi nứt nẻ, sau đó mở giếng khai thác lại. Chu kỳ phụ thuộc vào điều kiện thực tế cụ thể.

Trong điều kiện tầng móng mỏ Bạch Hổ với tính chất dầu có hệ số khí - dầu lớn, khi tiến hành áp dụng phương pháp khai thác dầu bằng máy bơm điện ly tâm ngầm khí tự do sẽ ảnh hưởng lên khả năng làm việc của máy bơm điện ly tâm ngầm. Vì vậy cần nâng cao hiệu suất làm việc của thiết bị tách khí. Ngoài ra, tại tầng móng nhiệt độ môi trường cao cũng ảnh hưởng lớn đến tuổi thọ của toàn bộ tổ hợp máy bơm điện ly tâm ngầm. Hàm lượng khí cao và nhiệt độ cao đã ảnh hưởng đến hiệu quả của phương pháp cần được tính đến và giải quyết khi triển khai phương pháp.

Phương pháp khai thác cơ học hỗn hợp gaslift - bơm điện chìm ly tâm có thể áp dụng và đem lại hiệu quả kinh tế cho tầng móng mỏ Bạch Hổ nhưng cần chọn khu vực và giếng phù hợp: Hệ số sản phẩm lớn hơn 0,7, độ ngập nước sản phẩm trên 70%. Giải pháp này trước hết tập trung cho khai thác tầng móng Trung tâm Bạch Hổ.

Tóm lại, giải pháp công nghệ - kỹ thuật khai thác dầu bằng gaslift - bơm điện chìm phù hợp và cần áp dụng tại tầng đá móng khối Trung tâm của mỏ Bạch Hổ giai đoạn cuối. Đây là giải pháp kỹ thuật hỗ trợ tạo ra hiện tượng mất cân bằng cục bộ nhằm huy động phần trữ lượng dầu trong các vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều mà phương pháp bơm ép nước thông thường không khai thác được. Tuy nhiên phương pháp này cũng có những hạn chế kỹ thuật cần giải quyết và có thể giải quyết được như: giải quyết vấn đề khí tự do cao bằng cách nâng cao hiệu quả làm việc của thiết bị tách khí ngầm ly tâm; giải quyết vấn đề nhiệt độ cao bằng cách đặt hàng sản phẩm chịu được nhiệt độ 145°C, đồng thời đặt máy bơm ở khoảng cách nông hơn nhờ khai thác đồng thời cả 2 phương pháp gaslift và bơm điện chìm.

Ngoài ra đối với khối Trung tâm móng mỏ Bạch Hổ giải pháp khai thác gaslift theo chu kỳ cũng như giải pháp khai thác hỗn hợp gaslift - bơm điện chìm ly tâm (cả liên tục và chu kỳ) có ý nghĩa khoa học và thực tiễn nhằm mục đích gia tăng hiệu quả khai thác dầu. Trong giai đoạn cuối khai thác, việc hoàn thiện các phương pháp khai thác cơ học nói chung, trong đó có giải pháp kết hợp gaslift - bơm điện chìm có vai trò quan trọng nhằm tối ưu chi phí khai thác của Vietsovpetro và đất nước.

e. Áp dụng giải pháp ngăn cách vỉa bị ngập nước

Một trong những vấn đề lớn trong khai thác dầu - bơm ép nước tại đối tượng móng mỏ Bạch Hổ là sự xâm nhập nhanh của nước bơm ép vào giếng khai thác do tính chất bất đồng nhất rất cao về độ rỗng, độ thấm. Việc loại trừ ngập nước sản phẩm khai thác ở các giếng tầng móng là công việc rất phức tạp nhưng rất cấp thiết. Vì vậy, Vietsovpetro cần phải hoàn thiện các phương pháp ngăn cách nước đã thử nghiệm.

Một trong những công nghệ tiềm năng cần áp dụng là việc tạo một màng chắn nước tại khoảng vỉa nhằm ngăn cản sự xâm nhập của nước vỉa vào giếng. Vật liệu được dùng làm chất ngăn dòng ở đây là hợp chất gốc polymer. Việc bơm hợp chất trên xuống giếng được thực hiện tại độ sâu định trước trong khoảng thân trần của tầng móng với mục đích tạo lớp màng chắn với sự trợ giúp của packer nở ôm sát vào thành ống.

Vietsovpetro và Dialog System đã tiến hành thử nghiệm và đề nghị chọn hỗn hợp 2 hóa phẩm bơm vào vỉa để làm chất ngăn cách nước với nhiệt độ vỉa lên tới 140°C. Tuy nhiên kết quả hợp chất gel này chưa thỏa mãn yêu cầu về kỹ thuật của Vietsovpetro. Vì vậy tiếp tục tìm hỗn hợp polymer mới thỏa mãn điều kiện nhiệt độ cao để tiếp tục đưa giải pháp này vào thực tiễn, đồng thời tìm kiếm công nghệ mới ngăn cách nước ở các giếng thân trần thuộc tầng móng.

4.1.2. Khu vực nóc móng

Đặc điểm: Khu vực đá móng bị vỡ vụn; trữ lượng dầu còn lại đang tồn tại trong cả nút nẻ lớn và nhỏ; ranh giới dầu - nước tại nhiều vị trí chỉ còn cách đỉnh móng xung quanh 100m.

Mục tiêu: Kéo dài thời gian không bị ngập nước toàn mỏ; tạo front nước đẩy đồng đều; tăng hệ số tiếp xúc - bao trùm (η_c), hệ số quét (η_s), hệ số đẩy (η_d) của chất lỏng bơm ép nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu.

Các giải pháp được đề xuất áp dụng gồm: (i) Điều chỉnh nhịp độ khai thác chậm lại theo hướng giảm, đặc biệt là các giếng khai thác chủ lực; (ii) Tiếp tục áp dụng phương pháp khai thác thứ cấp gaslift đối với các giếng còn lại khi không còn khả năng tự phun hoặc lưu lượng giảm; (iii) Áp dụng các giải pháp ngăn cách nước, tác động lên vùng cận đáy giếng và tác động lên vỉa sản phẩm để tăng hệ số thu hồi dầu, cụ thể như sau:

- Điều chỉnh nhịp độ khai thác chậm lại theo hướng giảm, đặc biệt là các giếng khai thác chủ lực như: 01; 401; 408; 10002; 10004; 7003; 7009; 430.

- Tiếp tục áp dụng phương pháp khai thác thứ cấp gaslift đối với các giếng còn lại khi không còn khả năng tự phun hoặc lưu lượng giảm.

Áp dụng đại trà khai thác gaslift có máy nén cho các mỏ dầu của Vietsovpetro là quyết định tuyệt đối phù hợp với điều kiện khai thác trên biển và mang lại hiệu quả cao nhất.

Trong giai đoạn cuối khai thác mỏ Bạch Hổ tiếp tục chuyển các giếng không còn khả năng tự phun hoặc sản lượng giảm sang khai thác gaslift.

Đối với các giếng gaslift, biện pháp quan trọng nâng cao hiệu quả là thường xuyên kiểm tra và định ra chế độ làm việc tối ưu [11] cho mỗi giếng nhằm tăng sản lượng dầu, giảm tiêu hao khí.

- Kiểm soát nghiêm ngặt và điều khiển quá trình bơm ép nước - khai thác dầu vùng nóc móng.

Trong giai đoạn cuối khai thác dầu tầng móng đòi hỏi tiếp tục kiểm soát nghiêm ngặt và điều khiển quá trình khai thác - bơm ép nước. Bằng phương pháp trực tiếp và gián tiếp phân tích đánh giá mối tương quan, xây dựng biểu đồ đồng tương quan (isocor) để biểu thị mức độ ảnh hưởng của quan hệ nhân quả giữa các giếng bơm ép nước và các giếng khai thác dầu. Trên cơ sở đó, giảm hệ số tương quan ở vùng đồng tương quan cao xuống trung bình để dự trữ năng lượng vỉa, tạo điều kiện ổn định ranh giới dầu - nước, nâng cao hiệu quả khai thác bơm ép thuộc vùng tương quan cao nhưng không giảm khối lượng khai thác [5, 14 - 17].

- Áp dụng các giải pháp ngăn cách nước, tác động lên vùng cận đáy giếng:

- + Áp dụng giải pháp ngăn cách vỉa bị ngập nước (mục 4.1.1, điểm e).

- + Tác động lên vùng cận đáy giếng với các phương pháp: Xử lý bằng acid, bằng nhũ tương dầu - acid; hoặc nhũ tương khí - dầu - acid (mục 4.1.1, điểm c).

4.1.3. Giải pháp đối với khu vực có mặt móng nhô cao chưa khoan đến hoặc chưa mở vỉa

Tài liệu mới 3D - 4C cho thấy mặt móng tại một số khu vực cao hơn so với tài liệu cũ. Đối với các khu vực này cần khoan thêm giếng mới hoặc cắt thân giếng cũ để khai thác được trữ lượng dầu mới phát hiện này. Các vị trí cụ thể được trình bày tại Hình 5.

Hiện tại giếng 7005B đã đưa vào khai thác và cho lưu lượng dầu 400 tấn/ngày, độ ngập nước (WC) 6,7%.

4.2. Tầng móng vòm Bắc

Các giải pháp được đề xuất cho tầng móng vòm Bắc gồm: (i) Điều chỉnh, duy trì bơm ép nước ở mức thấp; (ii) Chọn lọc và thực hiện các biện pháp tác động lên vùng cận đáy giếng; (iii) Thực hiện các biện pháp xử lý lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác, cụ thể như sau:

- Giải pháp điều chỉnh, duy trì bơm ép nước ở mức thấp: Tiếp tục duy trì mức độ bơm ép thấp như hiện nay để hạn chế độ ngập nước và tăng hệ số thu hồi dầu nhờ hiệu ứng mất cân bằng nhằm huy động thêm nguồn dầu từ các đới vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều.

- Chọn lọc và thực hiện các biện pháp tác động lên vùng cận đáy giếng:

- + Xử lý bằng acid kết hợp tháo rửa nhanh sản phẩm phản ứng sau xử lý nhờ hỗn hợp hóa phẩm bị phân giải.

- + Xử lý bằng nhũ tương dầu - acid; hoặc nhũ tương khí - dầu - acid.

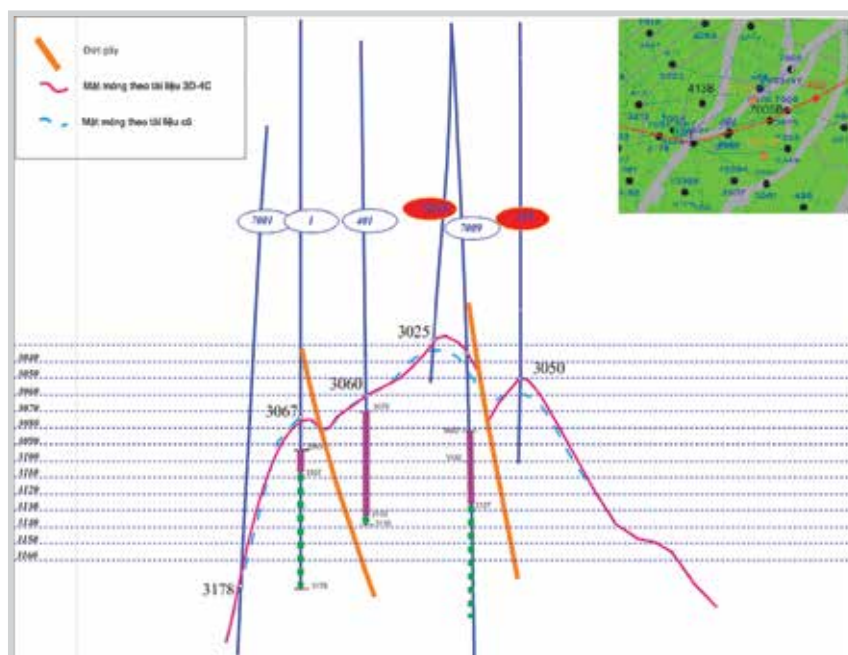
- + Nút vỉa thủy lực kết hợp xử lý acid và chèn cát nhân tạo.

- Thực hiện các biện pháp xử lý lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác: Ở giai đoạn cuối nhiều giếng dầu cho sản lượng thấp, vì vậy nhiệt độ sản phẩm trên miệng giếng thấp (28 - 31°C), thường xảy ra hiện tượng lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác ở độ sâu 100 - 150m. Hậu quả là giếng tiếp tục bị giảm sản lượng, không vận hành được thiết bị lòng giếng. Để giải quyết phức tạp trên cần áp dụng các biện pháp sau:

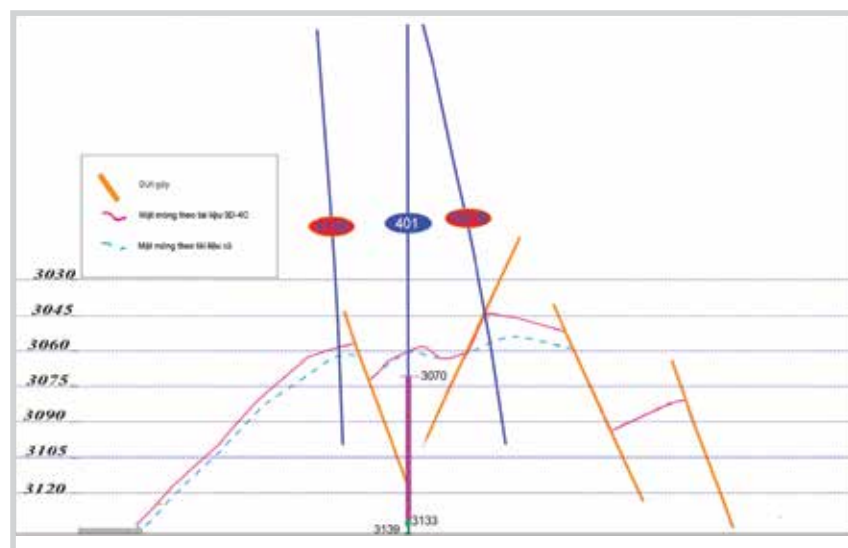
- + Biện pháp nhiệt: Bơm rửa bộ cần khai thác bằng dầu nóng và nước nóng từ các giếng lân cận hoặc hơi nóng từ trạm hơi.

- + Cơ khí: Làm sạch bộ cần bằng thiết bị cơ học.

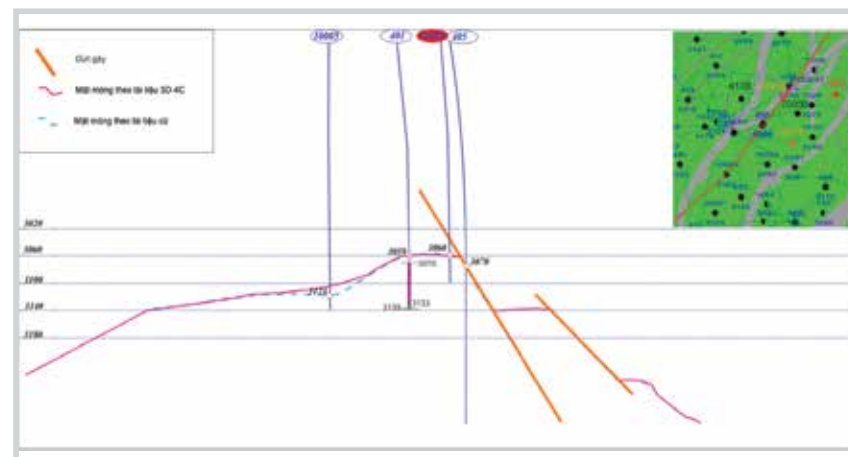
- + Gaslift theo chu kỳ: Chuyển các



(a)



(b)



(c)

Hình 5. Các vị trí nhô cao cần khoan thêm giếng

giếng gaslift có sản lượng thấp sang hoạt động theo chu kỳ. Ở chu kỳ nghỉ, dầu từ vỉa được tích lại trong bộ cần ống đến độ sâu 700 - 1.000m với nhiệt độ 90 - 110°C. Khi mực dầu đạt độ sâu nhất định giếng chuyển sang chu kỳ làm việc, dầu được khí cao áp đẩy lên bề mặt với vận tốc 6m/s (tương đương sản lượng 180 - 200 tấn ngày). Với vận tốc như vậy, nhiệt độ dòng dầu được đảm bảo để paraffin không có điều kiện hình thành trong bộ cần ống.

+ Các biện pháp hóa học: Hóa phẩm được bơm vào dòng khí cao áp trước khi đi vào giếng. Phân tử của hóa phẩm được hấp thụ trên bề mặt của tinh thể paraffin trên thành ống, kết quả là các paraffin bị dòng chảy cuốn lên trên bề mặt. Hóa phẩm được dùng trong trường hợp này là hỗn hợp polymer và dung môi gốc thơm.

4.3. Tăng móng vòm Đông Bắc và vòm Nam

Đặc điểm của tầng móng vòm Đông Bắc và vòm Nam: Hệ số thu hồi dầu rất thấp do điều kiện địa chất; chưa xác định được mô hình phân bố độ rỗng, làm cơ sở xác định chính xác khu vực tập trung nứt nẻ để đặt vị trí giếng khoan mới. Giải pháp đề xuất là:

- Nghiên cứu tài liệu 3D - 4C mới nhất xác định khu vực tập trung nứt nẻ để khoan bổ sung các giếng mới.
- Áp dụng các phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng:
 - + Xử lý bằng acid kết hợp tháo rửa nhanh sản phẩm phản ứng sau xử lý nhờ hỗn hợp hóa phẩm bị phân giải;
 - + Xử lý bằng nhũ tương dầu - acid; hoặc nhũ tương khí - dầu - acid;
 - + Nứt vỉa thủy lực kết hợp xử lý acid và chèn cát nhân tạo.
- Xử lý lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác: (i) Giải pháp nhiệt (làm sạch bộ cần bằng hơi nước); (ii) Biện pháp hóa học (phương pháp thực hiện được trình bày cụ thể tại mục 4.2).
- Áp dụng khai thác gaslift theo chu kỳ: Chu kỳ được xác định căn cứ vào điều kiện cụ thể của mỗi giếng.

4.4. Đề xuất các giải pháp tăng cường thu hồi dầu đối với từng khối/khu vực

4.4.1. Đối với khối Trung tâm

- Giải pháp khai thác dầu còn lại chưa thu hồi trong đới vi nứt nẻ và các nứt nẻ 1 chiều không liên thông
- + Giảm áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa. Để

tăng cường hệ số thu hồi dầu đối với các đới vi nứt nẻ cần điều chỉnh trường áp suất vỉa theo chu kỳ từ tối đa đến tối thiểu cho phép và ngược lại. Việc duy trì áp suất theo chu kỳ đó sẽ tạm thời phá vỡ trạng thái cân bằng, tạo hiệu ứng xung áp suất làm tăng tính chất thủy động lực của môi trường vi nứt nẻ và tăng cường chuyển động dầu từ môi trường vi nứt nẻ (nguồn nuôi cấp) vào hệ thống nứt nẻ lớn (các kênh dẫn chính); sau đó lại tiếp tục bơm nước có bổ sung hóa chất hoạt động bề mặt nhằm tăng cường hệ số quét dầu và cuối cùng là tăng hệ số thu hồi dầu từ các đới vi nứt nẻ. Nghiên cứu tái sử dụng nguồn nước nóng khai thác từ vỉa để bơm lại vào vỉa.

+ Áp dụng giải pháp công nghệ tác động lên vỉa bằng bơm ép chất hoạt động bề mặt làm giảm lực mao dẫn kết hợp với lưu lượng bơm nước hợp lý nhằm tăng hệ số tiếp xúc - bao trùm, tăng hệ số quét và tăng hệ số đẩy của chất lỏng bơm ép và cuối cùng gia tăng hệ số thu hồi dầu.

+ Thử nghiệm bơm ép nước luân phiên tại khu vực Nam trung tâm móng và đánh giá khả năng áp dụng cho toàn bộ thân dầu trong đá móng.

+ Áp dụng các giải pháp tác động lên vùng cận đáy giếng, bao gồm: xử lý bằng acid kết hợp tháo rửa nhanh sản phẩm phản ứng sau xử lý nhờ hỗn hợp hóa phẩm bị phân giải; xử lý bằng nhũ tương dầu - acid; hoặc nhũ tương khí - dầu - acid; nứt vỉa thủy lực kết hợp xử lý acid và chèn cát nhân tạo.

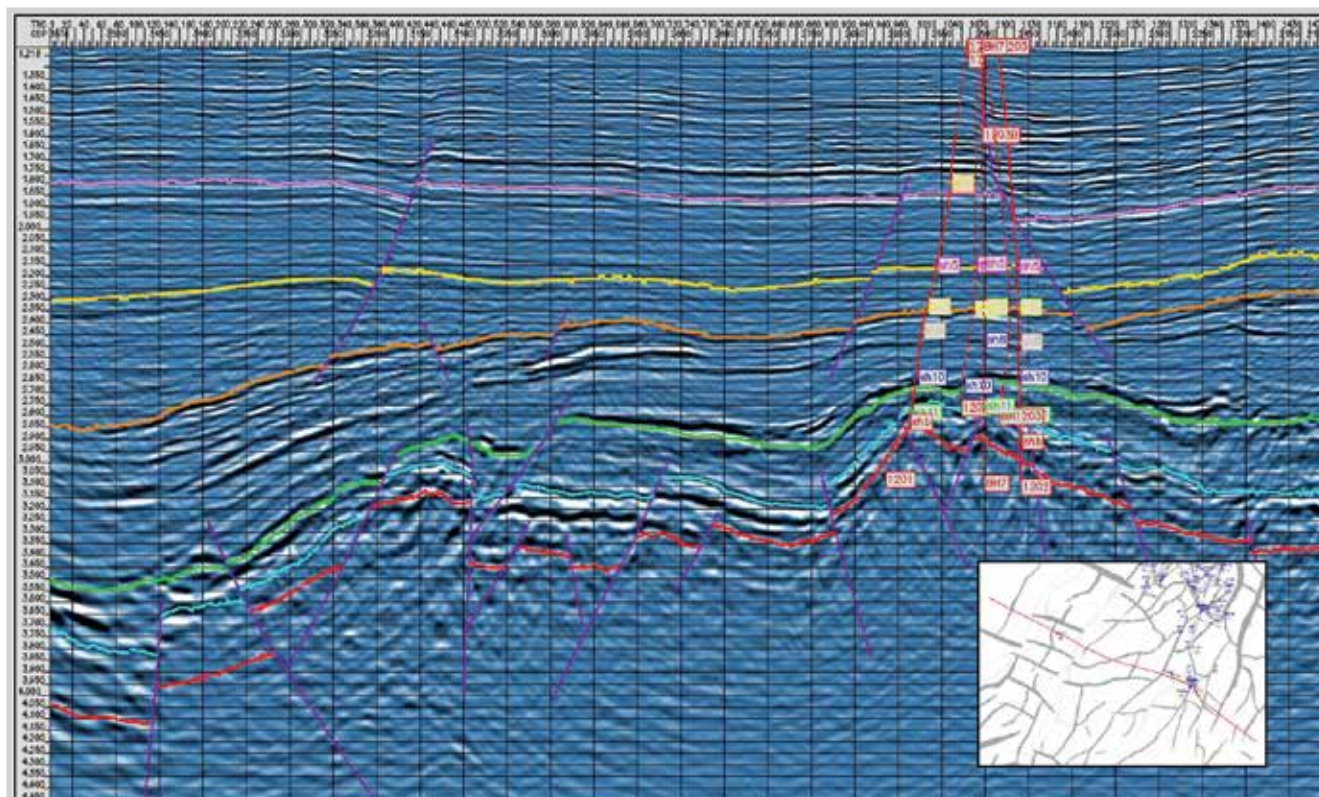
+ Áp dụng phương pháp khai thác hỗn hợp gaslift - bơm điện chìm trong cùng 1 giếng. Đây là giải pháp kỹ thuật hỗ trợ tạo ra hiện tượng mất cân bằng cục bộ nhằm huy động phần trữ lượng dầu trong các vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều mà phương pháp bơm ép nước thông thường không khai thác được. Sau một thời gian khai thác bằng phương pháp kết hợp gaslift - bơm điện chìm, áp suất vỉa giảm nhanh, có thể chuyển sang khai thác theo chu kỳ (đóng giếng tạm thời để huy động thêm dầu từ đới vi nứt nẻ, sau đó mở giếng khai thác lại).

+ Áp dụng giải pháp ngăn cách vỉa bị ngập nước.

+ Tiếp tục tận thu bằng khoan bổ sung hoặc cắt thân giếng bổ sung vào khu vực còn tiềm năng thu hồi dầu từ các đới vi nứt nẻ.

- Giải pháp với khu vực nóc móng:

+ Điều chỉnh nhịp độ khai thác chậm lại theo hướng giảm, đặc biệt các giếng khai thác chủ lực như: 01; 401; 408; 10002; 10004; 7003; 7009; 430.



Hình 6. Một cắt địa chấn ngang qua vòm Nam cấu tạo Bạch Hổ. Nguồn: Vietsovpetro

+ Tiếp tục áp dụng phương pháp khai thác thứ cấp gaslift đối với các giếng còn lại khi không còn khả năng tự phun hoặc lưu lượng giảm với biện pháp quan trọng nâng cao hiệu quả là thường xuyên kiểm tra và định ra chế độ làm việc tối ưu cho mỗi giếng nhằm tăng sản lượng dầu, giảm tiêu hao khí.

+ Kiểm soát nghiêm ngặt và điều khiển quá trình bơm ép nước - khai thác dầu vùng nóc móng.

Trong giai đoạn cuối khai thác dầu tầng móng càng đòi hỏi tiếp tục kiểm soát nghiêm ngặt và điều khiển quá trình khai thác - bơm ép nước. Bằng phương pháp trực tiếp và gián tiếp phân tích đánh giá mối tương quan, xây dựng biểu đồ đồng tương quan để biểu thị mức độ ảnh hưởng của quan hệ nhân quả giữa các giếng bơm ép nước và các giếng khai thác dầu. Trên cơ sở đó giảm hệ số tương quan ở vùng đồng tương quan cao xuống trung bình để dự trữ năng lượng vỉa, tạo điều kiện ổn định ranh giới dầu - nước, nâng cao hiệu quả khai thác bơm ép thuộc vùng tương quan cao nhưng không giảm khối lượng khai thác. Điều chỉnh áp suất đáy của mỗi giếng bơm ép và khai thác theo thời gian, đảm bảo ranh giới dầu - nước dịch chuyển ổn định, tránh tạo thành các "lưỡi nước" bằng cách hạn chế gradient thủy động lực nhỏ hơn gradient trọng lực đối với đá móng.

+ Áp dụng các giải pháp ngăn cách nước, tác động lên vùng cận đáy giếng như: xử lý bằng acid, bằng nhũ tương dầu - acid hoặc nhũ tương khí - dầu - acid.

- Giải pháp đối với khu vực có mặt móng nhô cao theo tài liệu mới 3D - 4C chưa khoan đến hoặc chưa mở vỉa: Cần khoan thêm những giếng mới, hoặc cắt thân giếng cũ để khai thác được phần dầu mới phát hiện này.

4.4.2. Đối với tầng móng vòm Bắc

Giải pháp được đề xuất gồm:

Điều chỉnh, duy trì bơm ép nước ở mức thấp để hạn chế độ ngập nước và tăng hệ số thu hồi dầu nhờ hiệu ứng mất cân bằng nhằm huy động thêm được nguồn dầu từ các đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều.

- Thực hiện các biện pháp tác động lên vùng cận đáy giếng, bao gồm: xử lý bằng acid kết hợp tháo rửa nhanh sản phẩm phản ứng sau xử lý nhờ hỗn hợp hóa phẩm bị phân giải; xử lý bằng nhũ tương dầu - acid; hoặc nhũ tương khí - dầu - acid; nứt vỉa thủy lực kết hợp xử lý acid và chèn cát nhân tạo.

- Thực hiện các biện pháp xử lý lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác bằng dầu nóng từ các giếng lân cận bằng hơi nước, bằng thiết bị cơ học, bằng biện pháp hóa học, bằng gaslift theo chu kỳ.

4.4.3. Đối với tầng móng vòm Đông Bắc và vòm Nam

- Nghiên cứu tài liệu 3D - 4C mới nhất xác định khu vực tập trung nứt nẻ khoan bổ sung các giếng mới;
- Áp dụng các phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng bằng acid kết hợp tháo rửa nhanh sản phẩm phản ứng sau xử lý nhờ hỗn hợp hóa phẩm bị phân giải, bằng nhũ tương dầu - acid; hoặc nhũ tương khí - dầu - acid.
- Xử lý lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác bằng hơi nước, bằng thiết bị cơ học và biện pháp hóa học.
- Giải pháp khai thác gaslift theo chu kỳ.

5. Kết luận

Thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ là thân dầu đặc biệt. Trong quá trình biến đổi địa chất (co giảm thể tích, hoạt động kiến tạo, thủy nhiệt và phong hóa) đã hình thành hệ thống không gian rỗng, nứt nẻ, hang hốc ở đối tượng đá móng với đặc trưng bất đồng nhất cao về khả năng thẩm chứa. Cấu trúc phức tạp đó không những bao gồm các nứt nẻ lớn và vi nứt nẻ mà còn là những nứt nẻ có khả năng lưu thông 2 chiều và những nứt nẻ chỉ lưu thông 1 chiều.

Khi hoạt động kiến tạo xảy ra, hệ thống khe nứt (hệ thống không gian rỗng) trong khối đá móng được hình thành có áp suất rất thấp tạo ra chênh lệch áp suất giữa tầng trầm tích chứa dầu bao bọc bên trên, xung quanh và tầng móng. Dầu và nước sẽ nhanh chóng di chuyển từ tầng trầm tích xung quanh vào các khe nứt trong tầng móng, trước hết là di chuyển vào các khe nứt lớn và dần dần thẩm thấu vào các vi nứt nẻ cho đến khi áp suất được tái cân bằng.

Dầu tầng móng mỏ Bạch Hổ thuộc loại nhiều paraffin, độ nhớt cao, nhiệt độ đông đặc cao, ít lưu huỳnh, hệ số khí - dầu cao; tính chất dầu via biến đổi theo chiều sâu và theo thời gian khai thác.

Trữ lượng dầu tầng móng Bạch Hổ thuộc nhóm cực lớn. Sau 30 năm khai thác, đến nay trữ lượng dầu thu hồi còn lại có khả năng khai thác đang tồn tại trong: (i) Các khe nứt, hang hốc chưa khai thác ở phần nóc của thân dầu, (ii) Hệ thống khe nứt lớn thuộc phần giữa của thân dầu (dầu dư bão hòa chưa quét đẩy hết); (iii) Đối vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều không liên thông; (iv) Phần nóc móng nhô cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa; (v) Những thể tích còn sót do chưa xác định chính xác đối nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan chưa đến được.

Bơm ép nước cho đến nay là giải pháp hiệu quả nhất góp phần quan trọng tăng lưu lượng các giếng, ổn định tỷ số khí - dầu, nâng cao hệ số thu hồi dầu và đặc biệt là ổn định sản lượng dầu khai thác khối Trung tâm tầng móng Bạch Hổ. Tuy nhiên, bơm ép nước không phải hiệu quả đối với tất cả các đối tượng móng. Bơm ép nước chỉ hiệu quả ở những khu vực kiến tạo dập vỡ mạnh, các đới nứt nẻ liên thông tốt, độ thấm tốt. Bơm ép nước sẽ không hiệu quả ở những khu vực mà cường độ hoạt động kiến tạo yếu, hoặc do thành phần thạch học mà mức độ dập vỡ đất đá thấp, các khe nứt ít liên thông, độ thấm kém. Điều này giải thích tại sao bơm ép nước thời gian qua rất hiệu quả đối với móng trung tâm, nhưng không hiệu quả đối với móng khối Bắc, khối Đông Bắc, khối Nam, kể cả tại mỏ Sư Tử Đen. Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa trên áp suất bão hòa cũng không phải hiệu quả ở tất cả các giai đoạn khai thác, đặc biệt đối với giai đoạn cuối cần điều chỉnh theo hướng giảm.

Thách thức lớn nhất hiện nay là: độ ngập nước tăng nhanh kể cả các giếng chủ lực; ranh giới dầu - nước ở khối Trung tâm chỉ còn cách nóc móng xung quanh 100m, có nơi chỉ cách 18m; hệ số thu hồi dầu của 2 khối Nam và Đông Bắc rất thấp, tương ứng là 1,9% và 1,3%; khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng móng nói chung từ các đới vi nứt nẻ vô cùng khó khăn, chưa có công nghệ phù hợp.

Khai thác dầu tầng đá móng nứt nẻ giai đoạn cuối khác cơ bản với công nghệ khai thác giai đoạn đầu phát triển và giai đoạn khai thác ổn định. Tác giả đề xuất phương pháp luận mới khai thác dầu tầng móng nứt nẻ giai đoạn cuối tóm tắt như sau: (i) Mất cân bằng sinh ra chuyển động. Khai thác dầu đối tượng móng giai đoạn cuối cần tạo mất cân bằng để huy động dầu từ đới vi nứt nẻ, nứt nẻ 1 chiều mà phương pháp bơm ép nước không hiệu quả; (ii) Có thể tạo mất cân bằng bằng cách giảm bơm ép nước; tạo mất cân bằng liên tục bằng cách bơm ép theo chu kỳ; tạo mất cân bằng cục bộ bằng áp dụng phương pháp khai thác đồng thời gaslift và bơm điện chìm ly tâm trong cùng 1 giếng (hoặc liên tục hoặc theo chu kỳ); (iii) Dầu vào được thì cũng ra được, miễn là có điều kiện cần và đủ. Ở giai đoạn cuối, có thể giảm áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa và tạo chênh lệch áp suất đủ để huy động dầu từ đới vi nứt nẻ.

Đối tượng móng mỏ Bạch Hổ có đặc điểm địa chất với tính chất bất đồng nhất cao, có sự khác biệt giữa các khối, nên cần áp dụng giải pháp khai thác riêng cho từng khối, từng khu vực (mục 4.4).

Nghiên cứu đóng giàn nhẹ, khoan giếng thân nhỏ tiết giảm tối đa chi phí.

Khai thác mỏ ở giai đoạn cuối nên hy vọng thêm những giếng có lưu lượng 500 - 1.000 tấn dầu/ngày là không thực tế. Áp dụng các giải pháp trên sẽ huy động được thêm trữ lượng dầu đang tồn tại trong các đới vi nứt nẻ, có thêm những giếng mới với lưu lượng 50 - 100 - 200 tấn dầu/ngày đồng thời kéo dài thêm thời gian khai thác ở các giếng dầu cũ đáp ứng yêu cầu gia tăng hệ số thu hồi dầu đặc biệt trong giai đoạn suy giảm sản lượng khai thác dầu hiện nay và những năm tiếp theo.

Trên cơ sở nghiên cứu này, tác giả đề xuất lộ trình thực hiện tiếp theo: Chạy mô hình mỏ trong điều kiện phòng thí nghiệm; Thử nghiệm thực địa chứng minh lý thuyết; Mở rộng áp dụng.

Tài liệu tham khảo

1. Phùng Đình Thực. *Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ*. Kỳ I: Đối tượng móng mỏ Bạch Hổ và quá trình khai thác. Tạp chí Dầu khí. 2018; 5: trang 22 - 28.
2. Phùng Đình Thực. *Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ*. Kỳ II: Đánh giá hiệu quả của giải pháp duy trì áp suất vỉa, thực trạng khai thác của từng khu vực, tồn tại và nguyên nhân. Tạp chí Dầu khí. 2018; 7: trang 18 - 34.
3. Phùng Đình Thực. *Một số giải pháp công nghệ và kỹ thuật góp phần nâng cao sản lượng giếng dầu và hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ*. Hội thảo "Nâng cao hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ". 2002.
4. Phùng Đình Thực. *Một số giải pháp công nghệ và kỹ thuật góp phần nâng cao sản lượng giếng dầu và hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Dầu khí. 2008; 1: trang 16 - 17; 105 - 112.
5. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. *Đánh giá mối liên hệ tương tác giữa các giếng khoan trong quá trình khai thác vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ bằng phân tích tương quan Spearman*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ 30 năm Dầu khí Việt Nam. 2005.
6. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. *Nâng cao hệ số thu hồi dầu vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ bằng duy trì trường áp suất vỉa tối ưu*. Hội thảo "Nâng cao hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ". 2002.
7. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. *Đánh giá mối liên hệ thủy lực trong hệ thống bơm ép - khai thác các vỉa dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ, mỏ Sư Tử Đen bằng phân tích tương quan Spearman*. Hội nghị Khoa học vỉa dầu móng Vietsovpetro. 2006.
8. Phùng Đình Thực. *Ứng dụng toán học trong khai thác dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam*. Báo cáo khoa học tại Hội nghị toàn quốc lần thứ nhất về ứng dụng toán học. Hà Nội. 23 - 25/12/1999.
9. Phùng Đình Thực. *Ứng dụng thuyết Fractal trong khai thác dầu khí*. Báo cáo khoa học tại Hội thảo khoa học về khai thác dầu khí Ba Cu. 12 - 15/12/2000.
10. Trần Hồng Phong, Phùng Đình Thực. *Đánh giá, điều khiển quá trình bơm ép nước - khai thác dầu tầng móng Trung tâm mỏ Bạch Hổ bằng phương pháp phân tích tương quan*. Tạp chí Dầu khí. 1999; 7: trang 14 - 19.
11. Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam, Lê Bá Tuấn, Nguyễn Văn Cảnh. *Công nghệ và kỹ thuật khai thác dầu khí*. Nhà xuất bản Giáo dục. 2000.
12. Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam, Lưu Vĩnh Hưng. *Cơ chế và công nghệ nứt vỉa thủy lực - acid đối với các giếng thuộc tầng móng mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Dầu khí. 1999; 4: trang 18 - 26.
13. Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam. *Hoàn thiện công nghệ xử lý vùng cận giếng ở tầng móng mỏ Bạch Hổ*. Báo cáo tại Hội nghị Khoa học - Công nghệ "Ngành Dầu khí Việt Nam: Trước thềm thế kỷ 21". 2000.
14. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. *New concept in adjustment of development process for Bach Ho basement oil reservoir*. Technical Forum "Cuu Long basin production - Challenges and opportunities". 2003.
15. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư, Nguyễn Như Ý. *Áp dụng phân tích tương quan để xác định hướng dòng chảy dầu - nước và đánh giá trạng thái khai thác vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ*. Tóm tắt báo cáo khoa học, Hội nghị Khoa học Dầu khí, Ba Cu - Cộng hòa Azerbaijan. 2000.
16. Фунг Дин Тхык. *Новый подход к анализу пульсаций нефте-газовой смеси*. Журнал Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. 1999; 11.
17. Фунг Дин Тхык. *Исследование динамических характеристик системы добычи и транспортировки нефти и газа на южном континентальном шельфе Вьетнама*. Журнал Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. 2000; 4.

18. Фунг Дин Тхык, Ле Ба Туан. Обоснование выбора механического способа добычи нефти в условиях месторождения "Белый Тигр". Журнал Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. 1999; 5.

19. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. Đề xuất giải pháp công nghệ nhằm nâng cao hiệu quả khai thác vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ. Hội nghị khoa học vỉa dầu móng Vietsovpetro. 2006.

STUDY AND PROPOSAL OF TECHNOLOGICAL AND TECHNICAL SOLUTIONS TO ENHANCE OIL RECOVERY FOR BACH HO BASEMENT RESERVOIR - FINAL PHASE

CHAPTER III: PROPOSED TECHNOLOGICAL AND TECHNICAL SOLUTIONS FOR ENHANCED OIL RECOVERY FROM BACH HO BASEMENT RESERVOIR - FINAL PHASE

Phung Dinh Thuc

Email: thucphung125@gmail.com

Summary

After more than 30 years of production, the huge Bach Ho oil field has reached its final production phase, with more than 90% of its oil reserve already exploited. The remaining recoverable reserve of this reservoir mainly exists in: (i) fracture system at the top of the basement, (ii) macro fracture system in the middle of oil column (saturated oil residues), (iii) micro fracture and disconnected fracture system, (iv) the top of the basement which is still unperforated, and (v) the undetermined and unreachable fracture zones.

Water injection system has been so far the most effective way to boost production performance, control gas-oil ratio, improve oil recovery and especially maintain the stable oil production rates of the central dome of the basement reservoir. However, water flooding has been limiting its effectiveness to the areas with high tectonic activities, which reflect in large breccia zones with high connectivity and high permeability. For any low breccia zones with poor connectivity and permeability, water injection rarely shows any effect. Besides, keeping the reservoir above bubble point with water injection is also difficult, especially during the last stage of field life since the injection rate is normally reduced to control water cut.

The major challenges in Bach Ho field nowadays include: water cut increment is high even in the main producers; the current dynamic oil-water contact in the central dome has been raised to around 100m from the top of reservoir, even 18m at some areas; the current oil recovery factors in the South and North East domes are ultra low, at only 1.9% and 1.3%, respectively; oil production and improved recovery from the micro fracture system are very difficult. On the basis of analysing Bach Ho structural geology, petrographic and rock properties, fluid properties, basement oil reserves and production performance, the author proposes technical and technological solutions for enhanced oil recovery in the final phase of matured basement reservoir of Bach Ho field.

In the 3rd and also the final phase of this project, the author will focus on analysis to determine the location and the remaining oil reserves in Bach Ho basement reservoir; clarify the formation mechanism, the hollow space structure of the basement, the characteristics of permeability and flow mechanism in the hollow space structure of the basement; and propose technical and technological solutions for each target/ each area in order to enhance oil recovery from Bach Ho basement reservoir at its final stage.

Key words: Improvement of oil recovery factor, basement, reservoir pressure, Bach Ho field, final stage.

NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN CÁC CÔNG NGHỆ NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU CỦA LIÊN DOANH VIỆT - NGA "VIETSOVPETRO"

Lê Việt Hải, Nguyễn Văn Út, Nguyễn Thế Dũng, Trần Đức Lân

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: thedung.pt@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Sản lượng khai thác mỏ Bạch Hổ và Rồng đang ở giai đoạn suy giảm sản lượng với độ ngập nước tăng cao. Mặc dù đã đưa các khu vực mỏ mới phát hiện như Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng và Thỏ Trắng vào khai thác cũng như đã áp dụng các giải pháp địa - kỹ thuật (GTM) nhưng sản lượng khai thác dầu của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đang tiếp tục suy giảm.

Theo các sơ đồ phát triển được phê duyệt, trữ lượng thu hồi dầu còn lại trong vỉa sau khi kết thúc giai đoạn thiết kế khai thác từ mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng và Thỏ Trắng ước đạt trên 55 triệu tấn. Trong thời gian tới, Vietsovpetro có kế hoạch triển khai chương trình nghiên cứu, áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng khai thác chính với sự tư vấn của các đơn vị có uy tín trên thế giới trong lĩnh vực này nhằm đảm bảo khả năng thành công cao của dự án và tận khai thác hiệu quả nhất các thân dầu.

Bài báo phân tích hiện trạng khai thác và tình hình áp dụng các giải pháp thu hồi dầu tăng cường tại Vietsovpetro; mô hình cơ - hóa khí bơm dung dịch chất hoạt động bề mặt kiềm - polymer, bơm kết hợp, bơm khí thấp áp. Nhóm tác giả đã sử dụng phương pháp tiếp cận chọn lọc để xác định phương pháp thu hồi dầu tăng cường có tiềm năng nhất.

Từ khóa: Nâng cao hệ số thu hồi dầu, bơm ép nước, bơm ép luân phiên khí - nước, Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Các đối tượng khai thác chính của mỏ Bạch Hổ (gồm thân dầu móng, Oligocene dưới, Miocene dưới) sau 30 năm khai thác đã vào giai đoạn suy giảm sản lượng, độ ngập nước tăng cao. Ở khu vực mỏ Rồng, đối tượng quan trọng nhất là thân dầu móng khu vực Đông Nam cũng đang trong giai đoạn sản lượng dầu suy giảm mạnh, độ ngập nước lên đến 80%. Sản lượng khai thác dầu từ mỏ Bạch Hổ và Rồng đóng góp chủ yếu cho sản lượng khai thác chung của Vietsovpetro. Trong thời gian qua, mặc dù Vietsovpetro đã đưa các mỏ mới (như Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng và Thỏ Trắng) vào khai thác và áp dụng các giải pháp nâng cao hiệu quả khai thác các đối tượng (tối ưu hóa chế độ khai thác, bơm ép nước, sửa giếng, xử lý vùng cận đáy giếng, khoan đan dày, chuyển tầng...) nhưng sản lượng dầu khai thác vẫn tiếp tục suy giảm.

Trên thế giới, các giải pháp công nghệ mới tác động lên vỉa nhằm duy trì và nâng cao sản lượng khai thác dầu và khí cho các mỏ dầu khí ngày càng được áp dụng rộng rãi. Kinh nghiệm áp dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu bằng phương pháp bơm ép khí nước luân phiên cho đối tượng Miocene dưới mỏ Rạng Đông (JVPC) bước đầu cho thấy kết quả tích cực.

Mặt khác, chi phí cho công tác thăm dò thăm lượng các cấu tạo mới tăng cao, tỷ lệ thành công thấp; các cấu tạo mới được Vietsovpetro phát hiện trong thời gian gần

đây chủ yếu là các cấu tạo nhỏ, cận biên, việc đưa vào khai thác gặp nhiều khó khăn do giá dầu duy trì ở mức thấp.

Trên cơ sở các tài liệu thiết kế được phê duyệt cho các mỏ cho thấy trữ lượng dầu có thể thu hồi còn lại cấp 2P tính đến ngày 1/1/2017 từ các mỏ thuộc Vietsovpetro đạt trên 55 triệu tấn, trong đó chủ yếu tập trung ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng. Điều này cho thấy tiềm năng áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu nhằm nâng cao hiệu quả tận thu hồi trữ lượng ở các mỏ này rất lớn.

Nhiệm vụ quan trọng đối với Vietsovpetro là nghiên cứu và áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu, khai thác tối đa mạng lưới các công trình, hệ thống công nghệ hiện có nhằm ngăn chặn đà suy giảm sản lượng trong thời gian tới. Nghị quyết của Hội đồng lần thứ 43 đã giao cho Vietsovpetro lập chương trình tổng thể nghiên cứu và áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng khai thác.

2. Kết quả nghiên cứu và triển khai áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu các đối tượng thuộc Vietsovpetro

Vietsovpetro đã phối hợp với các đơn vị triển khai nghiên cứu, lựa chọn các khu vực, đối tượng phù hợp để thử nghiệm các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu trên các khu vực mỏ.

2.1. Bơm ép phức hợp vi sinh hóa lý

Cơ chế tác động lên vỉa của phức hợp vi sinh hóa lý gồm: gia tăng hệ số quét bởi dung dịch có độ nhớt cao làm cân bằng bề mặt đẩy dầu bằng nước, giảm hiện tượng tạo các lưới nước trong quá trình bơm ép. Ngoài ra, dung dịch phức hợp vi sinh hóa lý (PHVSHL) còn tác động lên vỉa như chất hoạt động bề mặt, làm giảm sức căng bề mặt của tiếp xúc dầu nước, làm tăng khả năng linh động của dầu, góp phần nâng cao hiệu quả đẩy dầu.

Để chuẩn bị cho quá trình nghiên cứu, Vietsovpetro đã tiến hành các thí nghiệm về sự thay đổi tính chất (độ nhớt, sức căng bề mặt...) phụ thuộc vào nhiệt độ nhằm đánh giá hiệu quả tác động của dung dịch trong điều kiện vỉa; thí nghiệm đẩy dầu trên mẫu lõi được thực hiện với dung dịch phức hợp vi sinh hóa lý ở các nồng độ khác nhau (Hình 1).

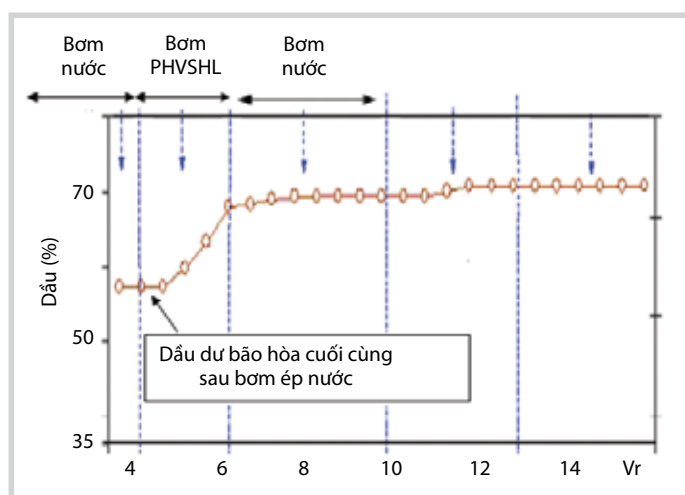
Các kết quả thí nghiệm này đã được sử dụng nhằm tính toán, đánh giá các chế độ bơm ép, thời gian, khu vực áp dụng trên mô hình khai thác nhằm lựa chọn phương án bơm ép tối ưu nhất về mặt kỹ thuật và hiệu quả kinh tế, lập luận chứng kinh tế kỹ thuật trước khi áp dụng thử nghiệm trên thực địa.

Phương pháp này đã được áp dụng cho các đối tượng Miocene dưới (năm 2006, 2009), Oligocene trên (năm 2012) và Oligocene dưới (năm 2014). Kết quả tính toán cho thấy tổng lượng dầu tăng thêm sau khi áp dụng phương pháp phức hợp vi sinh hóa lý cho cả 4 đối tượng đạt 14 nghìn tấn dầu [1].

2.2. Bơm ép chất hoạt động bề mặt

Chất hoạt động bề mặt giúp giảm sức căng bề mặt giữa pha dầu và nước, làm cho dầu trở nên linh động hơn, dễ tham gia vào quá trình chuyển động và nâng cao hiệu quả quá trình đẩy dầu bằng bơm ép. Ngoài ra, trong chất hoạt động bề mặt còn bổ sung polymer với mục đích làm thay đổi độ nhớt của dung dịch, gia tăng hệ số quét của quá trình bơm ép.

Trước khi đưa vào áp dụng tại mỏ, Vietsovpetro đã tiến hành các nghiên cứu chi tiết trong điều kiện phòng thí nghiệm; nghiên cứu hệ số đẩy dầu trên mẫu lõi; nghiên cứu sự thay đổi của tính chất dung dịch phụ thuộc vào nhiệt độ theo thời gian; đánh giá hiệu quả các phương án bơm ép chất hoạt động bề mặt với thời gian, thể tích, chế độ... khác nhau nhằm lựa chọn được phương án hiệu quả nhất dựa trên mô hình khai thác.



Hình 1. Đánh giá hệ số đẩy dầu khi bơm ép phức hợp vi sinh hóa lý trên mẫu lõi

Vietsovpetro đã phối hợp cùng Viện Khoa học Vật liệu Ứng dụng Việt Nam áp dụng thử nghiệm phương pháp này ở đối tượng móng khu vực Đông Nam mỏ Rồng vào năm 2012. Kết quả đánh giá sơ bộ dựa trên quá trình theo dõi các giếng khai thác xung quanh sau khi tiến hành bơm ép 2 năm cho thấy sản lượng dầu tăng thêm 11 nghìn tấn [2].

Ngoài các phương pháp trên, Vietsovpetro đã kết hợp cùng Viện Nghiên cứu Hạt nhân Đà Lạt nghiên cứu khả năng áp dụng phương pháp bơm ép dung dịch polymer chiếu xạ, áp dụng cho các đối tượng trầm tích. Phương pháp này mới chỉ dừng lại ở mức nghiên cứu trong điều kiện phòng thí nghiệm mà chưa tiến hành áp dụng thử nghiệm trên mỏ [3].

Có thể thấy rằng, Vietsovpetro đã tích cực nghiên cứu và áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng mỏ, tuy nhiên quy mô áp dụng còn mang tính cục bộ, nhỏ lẻ; mức độ nghiên cứu chưa đầy đủ; thể tích dung dịch hóa phẩm được bơm rất nhỏ so với thể tích lỗ rỗng tại khu vực thử nghiệm; quy trình nghiên cứu đánh giá hiệu quả chưa được nghiên cứu đầy đủ. Kết quả đánh giá sơ bộ cho thấy các thử nghiệm này bước đầu mang lại hiệu quả thể hiện qua kết quả theo dõi động thái khai thác các giếng khai thác xung quanh, tuy nhiên chế độ khai thác của những giếng được theo dõi không được giữ ổn định; các chỉ số công nghệ của giếng khai thác thay đổi không đáng kể sau khi bơm ép, việc đánh giá hiệu quả tương đối khó khăn và bị chi phối đáng kể bởi sai số trong quá trình đo đạc dẫn đến khó khăn trong việc đánh giá mức độ hiệu quả của các phương pháp này cũng như các đề xuất về khả năng tiếp tục áp dụng các phương pháp này trong tương lai.

Bên cạnh đó, việc triển khai nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu sẽ đối mặt với khó khăn như: đặc trưng địa chất phức tạp của đối tượng nghiên cứu; xác định phân bố trữ lượng dầu còn lại trong vỉa; độ tin cậy của kết

quả tính toán trên mô hình mô phỏng; chi phí đầu tư cho thiết bị, hóa phẩm rất lớn.

Trên cơ sở thực trạng nghiên cứu và áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu trong giai đoạn vừa qua và nhằm giảm thiểu rủi ro, đảm bảo khả năng thành công cao khi nghiên cứu và áp dụng các giải pháp này, Vietsovpetro đã hoàn thiện chương trình tổng thể áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu; kết hợp cùng các nhà thầu có uy tín và giàu kinh nghiệm trong lĩnh vực EOR tiếp cận các phương pháp mới cũng như xem xét nghiên cứu lựa chọn sơ bộ các phương pháp như: mechanistic modeling of Alkaline Surfactant Polymer Flooding, hybrid process, Low Tension Gas Flooding...

3. Chương trình tổng thể nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng khai thác

Vietsovpetro đã xây dựng chương trình tổng thể nghiên cứu và áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho 11 đối tượng khai thác chính của mỏ Bạch Hổ và Rồng để triển khai trong giai đoạn 2014 - 2020.

3.1. Phân tích đặc trưng địa chất và khai thác

Kết quả phân tích đặc trưng địa chất, trạng thái khai thác các mỏ có ý nghĩa quan trọng trong việc đánh giá khả năng nghiên cứu áp dụng bổ sung các giải pháp tối ưu khai thác, áp dụng các giải pháp địa chất kỹ thuật và nâng cao hệ số thu hồi dầu. Trong giai đoạn này, Vietsovpetro sẽ tiến hành chính xác hóa trữ lượng còn lại, xây dựng các bản đồ phân bố trữ lượng dầu thu hồi còn lại, trữ lượng dầu linh động; phân tích tình trạng khai thác, động thái ngập nước, năng lượng của vỉa và từng giếng cụ thể. Tiến hành phân chia các đối tượng nghiên cứu thành nhiều khu vực khai thác dựa trên các ranh giới địa chất (biến dạng thạch học, ranh giới thân dầu, đứt gãy kiến tạo...) hoặc phân bố tương đối của mạng lưới các giếng khai thác và bơm ép.

3.2. Lập chương trình áp dụng các giải pháp địa chất kỹ thuật

Trên cơ sở kết quả phân tích đặc trưng địa chất khai thác của các khối/đối tượng, tiến hành phân tích đánh giá khả năng áp dụng các giải pháp tối ưu khai thác, điều chỉnh nhằm lựa chọn chế độ bơm ép nước tối ưu, xem xét khả năng khoan đan dày. Tận dụng tối đa quỹ giếng khoan khai thác hiện tại bằng cách cắt thân các giếng dùng khai thác, chuyển các giếng đã ngập nước hoặc không còn làm việc ở các đối tượng bên dưới lên các đối tượng phía

trên. Xem xét khả năng áp dụng các giải pháp tăng cường khai thác như nứt vỉa thủy lực, xử lý acid... Tính đến nay, Vietsovpetro đã tiến hành các biện pháp địa - kỹ thuật cho từng đối tượng mỏ Lô 09-1 cụ thể như sau:

- Đối tượng Miocene dưới ngoài các giếng được khoan trực tiếp vào đối tượng này còn có một số giếng được chuyển lên từ các tầng dưới (móng, Oligocene dưới và Oligocene trên). Vì đây là đối tượng khai thác trên cùng cho nên các biện pháp chính là khoan cắt thân hai hoặc bốn bổ sung những khoảng vỉa có tiềm năng.

- Đối tượng Oligocene trên có cấu trúc dạng thấu kính và độ bất đồng nhất cao cộng với chiều dày các thân cát mỏng vì thế các biện pháp địa - kỹ thuật chính cho đối tượng này là tận thu khi các giếng đã dùng khai thác ở các đối tượng dưới (móng và Oligocene dưới). Ngoài ra, Vietsovpetro cũng đã xem xét các biện pháp nứt vỉa thủy lực nhằm tăng độ thấm cho vỉa.

- Đối tượng Oligocene dưới là đối tượng khai thác chính sau móng và Miocene tuy nhiên vì tính chất vỉa khá phức tạp, độ bất đồng nhất cao nên các giếng cho lưu lượng khai thác cũng như hệ số suy giảm khác nhau. Các giải pháp địa - kỹ thuật chính cho đối tượng này là cắt thân hai và khoan đan dày các lỗ II và III.

- Đối tượng móng là đối tượng khai thác dưới cùng và có cấu trúc rất phức tạp khó dự báo độ ngập nước nên Vietsovpetro đã xem xét các giải pháp như khoan cắt thân hai và xem xét chuyển lên khai thác phần cho các giếng dùng khai thác do độ ngập nước cao.

Sau khi tiến hành nghiên cứu các giải pháp trên, các khu vực còn tiềm năng có thể nâng cao hệ số thu hồi dầu được song không có khả năng áp dụng các giải pháp địa chất kỹ thuật sẽ được ưu tiên nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu.

3.3. Triển khai chương trình nghiên cứu lựa chọn và áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (thực hiện với sự hỗ trợ của nhà thầu)

Lựa chọn phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu phù hợp (screening): Đây là giai đoạn đầu tiên của dự án nghiên cứu áp dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu, bao gồm các nghiên cứu đặc trưng địa chất và khai thác, thành phần và tính chất của chất lưu, đánh giá ưu và nhược điểm nhằm lựa chọn phương pháp tối ưu nhất phù hợp với các đối tượng dự kiến áp dụng.

Tiến hành các thí nghiệm cần thiết đối với phương pháp được lựa chọn (xác định hệ số đẩy dầu...) nhằm

đánh giá hiệu quả áp dụng phương pháp này trên mẫu lõi và thu thập các thông số đầu vào nhằm phục vụ tính toán hiệu quả áp dụng các phương pháp này trên mô hình mô phỏng mỏ. Trong giai đoạn này, Vietsovpetro sẽ tận dụng tối đa các phòng thí nghiệm của Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI), các thí nghiệm không có khả năng thực hiện mới thuê bên ngoài để tiết giảm chi phí.

3.4. Cập nhật mô hình địa chất và khai thác

Cập nhật mô hình địa chất và khai thác có ý nghĩa quan trọng trong việc mô phỏng trạng thái khai thác, mức độ và đặc trưng ngập nước, phân bố trữ lượng dầu còn lại, đánh giá tiềm năng các khu vực có thể nâng cao hệ số thu hồi dầu. Tiến hành phục hồi lịch sử khai thác, bơm ép và chế độ năng lượng, đảm bảo phản ánh chính xác động thái khai thác mỏ nhằm nâng cao độ tin cậy của kết quả tính toán hiệu quả áp dụng giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu, trên cơ sở đó lựa chọn chế độ bơm ép tối ưu nhất.

3.5. Lập luận chứng kinh tế kỹ thuật áp dụng giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu của giai đoạn trước, tiến hành lập luận chứng kinh tế kỹ thuật áp dụng giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu, trong đó gồm: phân tích đặc trưng địa chất, trạng thái khai thác, phân bố trữ lượng còn lại; xem xét khả năng thay thế bổ sung thiết bị; thiết kế chi tiết quy trình bơm ép; đánh giá hiệu quả kinh tế và đề xuất phương án áp dụng; xây dựng chương trình theo dõi đánh giá hiệu quả quá trình bơm ép.

Dựa trên chương trình nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đã trình 2 phía xem xét phê duyệt, Vietsovpetro đã tiến hành triển khai nghiên cứu và áp dụng cho đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ. Đến nay, Vietsovpetro đã hoàn thành các công đoạn nghiên cứu, phân tích đánh giá trạng thái khai thác, lựa chọn sơ bộ khu vực dự kiến áp dụng, hoàn thiện hồ sơ để lựa chọn nhà thầu có kinh nghiệm cùng tham gia triển khai dự án này [4].

Trong giai đoạn vừa qua, giá dầu thế giới suy giảm đã ảnh hưởng lớn đến hoạt động sản xuất của Vietsovpetro, trong đó có việc nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu. Với đặc thù thăm dò và khai thác các mỏ trên biển nên khi giá dầu ở mức 40 USD/thùng, Vietsovpetro gặp nhiều khó khăn trong việc cân đối chi phí sản xuất. Trong trường hợp áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu, ngoài chi phí sản xuất thông thường sẽ bổ sung thêm chi phí hóa phẩm, vận hành...

Trường hợp giá dầu chưa phục hồi sẽ rất khó khăn trong việc áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu vì khả năng thu hồi vốn sẽ rất thấp.

4. Mô phỏng quá trình nâng cao hệ số thu hồi dầu trong phòng thí nghiệm

Có rất nhiều yếu tố tác động tới hệ số thu hồi dầu như: đặc điểm địa chất của vỉa, đặc điểm hệ thống công nghệ khai thác, cấu trúc không gian rỗng, đặc điểm phân bố của các chất lưu, tác động giữa chúng và giữa chúng với môi trường xốp... Đặc biệt, các yếu tố này không thể xác định trực tiếp mà được quy chiếu qua các thông số trung gian: mô hình cấu trúc, mô hình độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa chất lưu... Đây là những biến số ngẫu nhiên và tiềm ẩn các yếu tố không chắc chắn.

Mục đích chính của nghiên cứu nâng cao hệ số thu hồi dầu trong phòng thí nghiệm là đánh giá khả năng tăng hệ số khai thác đối với phương pháp và mẫu đá chứa cụ thể. Như vậy, một số yếu tố liên quan như cấu trúc kênh rỗng, đặc điểm phân bố của các chất lưu, sự tác động giữa các chất lưu và giữa các chất lưu với môi trường xốp... được coi là không đổi và được phản ánh thông qua hệ số khai thác. Một số thông số được thiết lập như: nhiệt độ, áp suất vỉa, chế độ bơm ép... và các thông số được đo trực tiếp (như: hệ số khai thác, độ bão hòa chất lưu...) là các giá trị có độ tin cậy cao.

Các mô hình mô phỏng quá trình nâng cao hệ số thu hồi dầu cần được sử dụng kết quả thí nghiệm để hiệu chỉnh mô hình cho phù hợp.

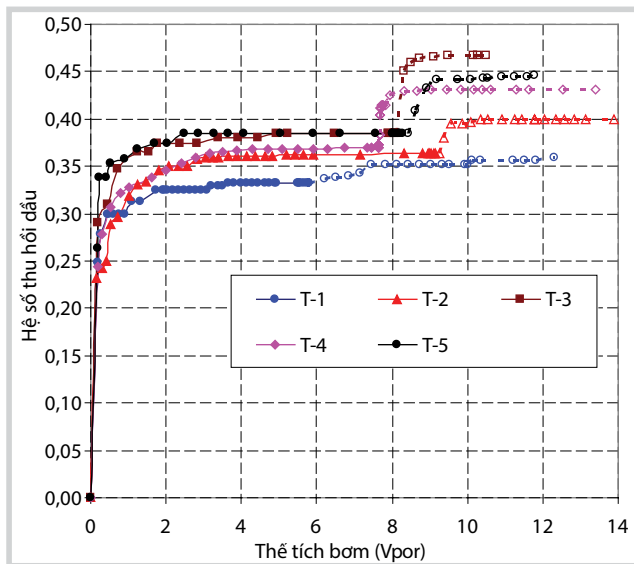
Xây dựng mô hình thí nghiệm: Trên cơ sở quy trình nâng cao hệ số thu hồi dầu dự kiến, kết hợp điều kiện kỹ thuật hiện có, tiến hành xây dựng mô hình thí nghiệm gồm: mô hình mẫu đá, mô hình chất lưu và mô hình công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu.

5. Nghiên cứu các giải pháp hóa học trong nâng cao hệ số thu hồi dầu tại Vietsovpetro

Đến cuối năm 2007, NIPI mới tiến hành thí nghiệm đánh giá khả năng gia tăng hệ số thu hồi dầu của một số hóa phẩm. Các mô hình mẫu đá, mô hình công nghệ phụ thuộc vào yêu cầu thực tế còn mô hình chất lưu được xây dựng theo mô hình "ngập nước toàn phần" (giếng khai thác ngập nước 100%). Các đối tượng Miocene dưới, Oligocene (trên, dưới) và đá móng. Kết quả thí nghiệm cho thấy hệ số thu hồi dầu gia tăng từ 3% đến trên 10% (trung bình 5,58%) tùy thuộc vào loại và nồng độ hóa chất (Bảng 1). Hình 2 - 7 thể hiện quá trình đẩy dầu bằng nước và hóa chất.

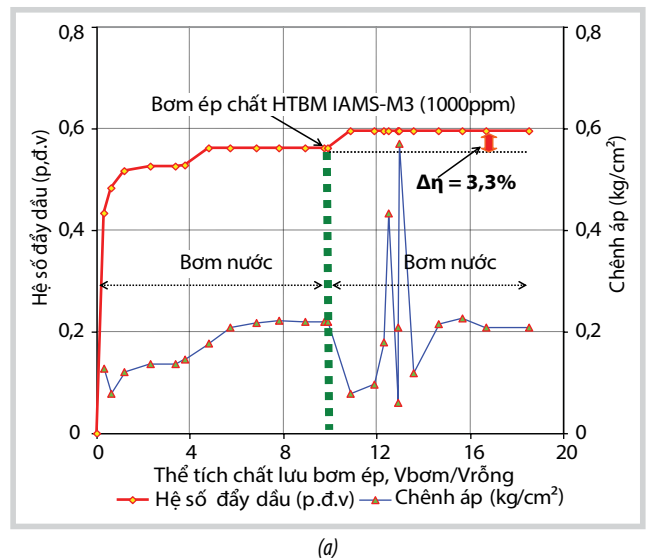
Bảng 1. Kết quả đánh giá khả năng gia tăng hệ số thu hồi dầu của một số hóa chất đối với các đối tượng chứa dầu trong phòng thí nghiệm tại Vietsovpetro

Năm	Hóa chất				Đối tượng		Hệ số khai thác trung bình (%)			
	Ký hiệu	Loại	Nồng độ (ppm)	Nguồn	Mỏ	Địa tầng	Đẩy bằng nước	Đẩy bằng hóa chất	Gia tăng	Số lượng thí nghiệm
2007	IAMS-2	Hoạt động bề mặt	1.000	Viện Khoa học Vật liệu Ứng dụng	Rồng	Móng	36,96	43,16	6,21	5
2007	IAMS-3	Hoạt động bề mặt	1.000	Viện Khoa học Vật liệu Ứng dụng	Bạch Hổ	Móng	56,17	59,50	3,33	1
2007	IAMS-4	Hoạt động bề mặt	1.000	Viện Khoa học Vật liệu Ứng dụng	Bạch Hổ	Móng	47,96	51,06	3,10	1
2008	A-806	Polymer	1.600	Viện Dầu khí Việt Nam	Bạch Hổ	Miocene dưới	47,48	59,54	12,06	7
2011	VSP-PAV	Hoạt động bề mặt	1.000	Vietsovpetro	Bạch Hổ	Miocene dưới	52,15	55,20	3,05	7
2012	VSP-OPZ	Hoạt động bề mặt	500	Vietsovpetro	Bạch Hổ	Miocene dưới	48,73	51,00	2,27	3
2013	ATS-VPI	Hoạt động bề mặt	2.000	Viện Dầu khí Việt Nam	Bạch Hổ	Oligocene trên	42,92	54,71	11,79	3

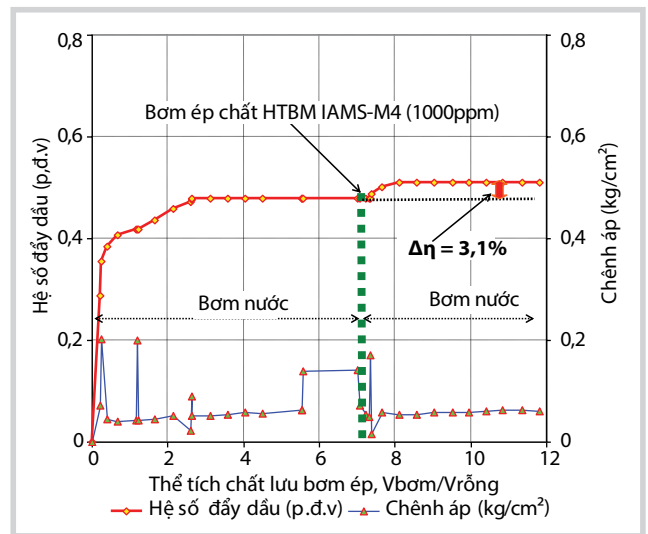
**Hình 2.** Động thái đẩy dầu bởi bơm ép nước và bơm ép nút chất HTBM-M2 trên mô hình đá móng mỏ Rồng

6. Nghiên cứu giải pháp bơm khí nước luân phiên trong nâng cao hệ số thu hồi dầu tại Vietsovpetro

Đối với đá móng mỏ Bạch Hổ, đặc điểm địa chất rất phức tạp: bể dày thân dầu lớn (hàng trăm mét), các đặc tính vật lý đá (độ rỗng, độ thấm...) có độ bất đồng nhất cao, nhiệt độ cao ($> 140^{\circ}\text{C}$)..., do đó việc sử dụng các phương pháp hóa học trong nâng cao hệ số thu hồi dầu còn nhiều hạn chế. Dựa trên điều kiện thực tế sản xuất, có sẵn nguồn khí đồng hành, năm 2012, Vietsovpetro đã tiến hành thử nghiệm giải pháp bơm khí nước luân phiên trong phòng thí nghiệm đối với đối tượng đá móng ở khu vực Nam vòm Trung tâm mỏ Bạch Hổ. Các thông số cơ bản và kết quả thí nghiệm như sau:

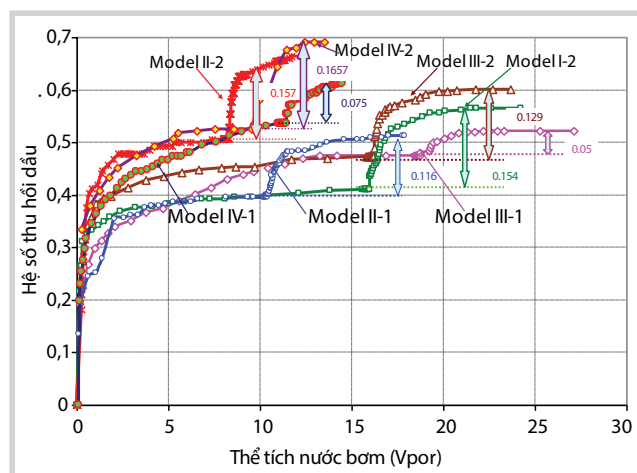


(a)

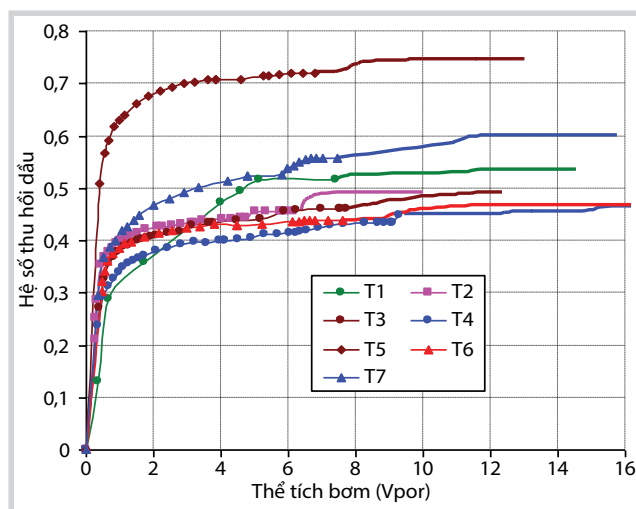


(b)

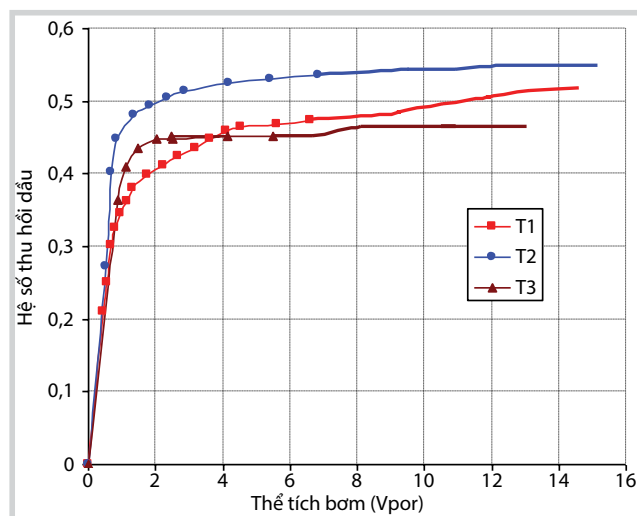
Hình 3. Động thái đẩy dầu bởi bơm ép nước và bơm ép nút chất HTBM trên mô hình đá móng mỏ Bạch Hổ (A-M3; B-M4)



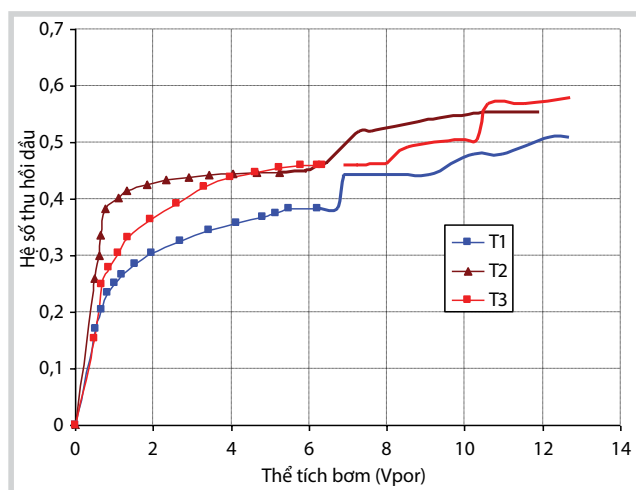
Hình 4. Động thái đẩy dầu bởi bơm ép nước và bơm ép nút chất polymer A-806 trên mô hình trầm tích Miocene dưới mỏ Bạch Hổ



Hình 5. Động thái đẩy dầu bởi bơm ép nước và bơm ép nút chất hoạt động bề mặt VSP-PAV trên mô hình trầm tích Miocene dưới mỏ Bạch Hổ



Hình 6. Động thái đẩy dầu bởi bơm ép nước và bơm ép nút chất hoạt động bề mặt VSP-OPZ trên mô hình trầm tích Miocene dưới mỏ Bạch Hổ



Hình 7. Động thái đẩy dầu bởi bơm ép nước và bơm ép nút chất hoạt động bề mặt ATS-VPI trên mô hình trầm tích Oligocene trên mỏ Bạch Hổ

Bảng 2. Các thông số vật lý đá của các mẫu lựa chọn đối với đá móng mỏ Bạch Hổ

Thí nghiệm	Số hiệu mẫu	Chiều dài (cm)	Đường kính (cm)	Độ thấm khí (mD)	Độ rỗng theo nước (%)	Độ bão hòa nước dư trước thử nghiệm (%)
T1	BH-417 6-2-50	6,50	4,99	2.720	3,93	33,85
	BH-404 2-3-19	6,12	5,00	1.020	3,33	25,15
T2	BH-502 1-2-5	6,03	4,99	14.500	3,27	14,68
	BH-425 3-6	4,97	4,98	2.634	3,76	3,614

6.1. Mô hình điều kiện vỉa

- Áp suất vỉa = 315atm
- Nhiệt độ vỉa = 140°C
- Tỷ số khí nước bơm luân phiên = 8:1
- Thể tích nút: 0,9cm³ (khoảng 9% thể tích lỗ rỗng)
- Sử dụng dầu mỏ mô phỏng theo dầu trong đá móng (live oil) và khí gaslift mỏ Bạch Hổ.

6.2. Mô hình mẫu lõi (Bảng 2)

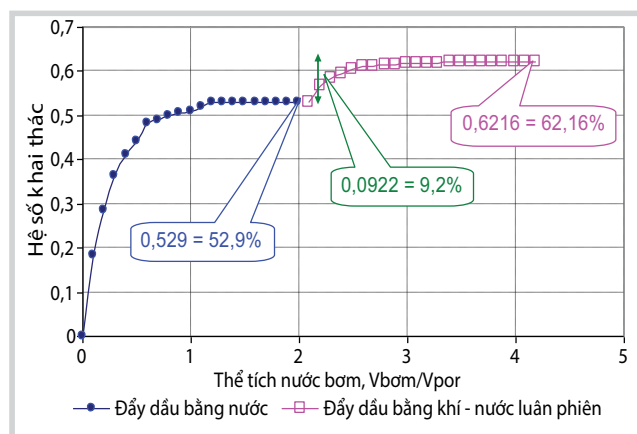
Trong mỗi thí nghiệm, mô hình pha rắn được xây dựng trên cơ sở kết nối 2 mẫu trụ có đường kính là 50mm với tổng chiều dài khoảng trên 120mm.

6.3. Mô hình bơm ép

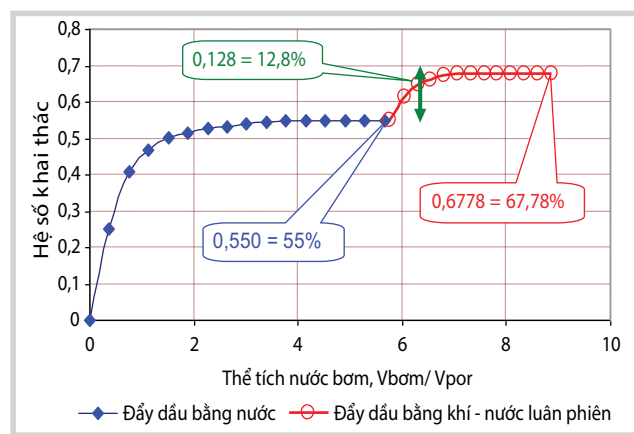
Sau khi các mẫu được thiết lập mô hình vỉa ban đầu (nhiệt độ, áp suất, độ bão hòa nước dư, độ bão hòa dầu),

Bảng 3. Kết quả thí nghiệm nâng cao hệ số thu hồi dầu bằng bơm khí nước luân phiên đối với đá móng mỏ Bạch Hổ

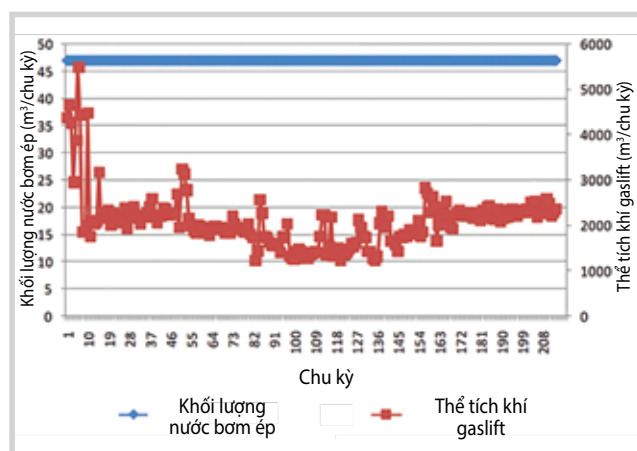
Thông số	Thí nghiệm	
	T1	T2
Đẩy dầu bằng nước		
Thể tích lỗ rỗng (ml)	10,041	8,665
Thể tích nước dư (ml)	2,905	2,754
Thể tích dầu ban đầu (ml)	7,153	7,903
Lưu lượng bơm (ml/giờ)	6	6
Thời gian đẩy nước (giờ)	3,33	8,23
Thể tích dầu thu hồi (ml)	3,787	4,343
Hệ số khai thác (%)	52,94	55,04
Đẩy dầu bằng khí nước luân phiên		
Thời gian đẩy khí nước luân phiên (giờ)	3,667	4,46
Thể tích dầu thu hồi cộng dồn (ml)	4,447	5,56
Hệ số khai thác (%)	62,16	67,79
Gia tăng hệ số khai thác (%)	9,2	12,75



(a)



(b)

Hình 8. Biểu đồ trạng thái đẩy dầu bằng nước và bằng khí-nước luân phiên đối với đá móng mỏ Bạch Hổ (a)-Thí nghiệm T1; (b)-Thí nghiệm T2**Hình 9.** Động thái của độ tiếp nhận khí gaslift và của nước trong thời gian từ ngày 26/11 - 10/12/2012

mục đích xác định lượng dầu khai thác thêm sau giai đoạn bơm ép nước, thí nghiệm được mô phỏng theo 2 giai đoạn: giai đoạn 1 bơm ép nước (đẩy dầu bằng nước) và giai đoạn 2 bơm khí nước luân phiên (đẩy dầu bằng khí nước luân phiên). Kết quả thí nghiệm được thể hiện trong Bảng 3 và Hình 8.

Để thử nghiệm công nghệ bơm ép khí nước luân phiên, Vietsovpetro đã tiến hành chọn giếng bơm ép 437/BK6 để thử nghiệm bơm ép khí nước luân phiên (từ hệ thống gaslift và hệ thống bơm ép nước). Khí và nước được bơm theo vòng lặp ngắn do áp suất của hệ thống gaslift thấp để duy trì việc nén khí xuống ($P_{khí/l} = 108 \text{ atm}$, $P_v = 315 \text{ atm}$ theo tài liệu nghiên cứu thủy động lực học từ ngày 26/11/2011). Bơm khí xuống vỉa cho tới khi độ tiếp nhận = 0, sau đó bơm khí và nước từ hệ thống duy trì áp suất vỉa PPD vào ống khai thác và khoảng không gian dưới paker (47 m^3). Trong quá trình bơm có ghi các thông số sau: thể tích bơm khí và nước, số lượng vòng lặp và áp suất miệng giếng. Hình 9 thể hiện động thái tiếp nhận khí và nước.

Lượng dầu tăng thêm từ việc thử nghiệm bơm ép luân phiên khí và nước vào giếng 437/BK6 tại tầng móng, chưa xác định được tính hiệu quả do lượng bơm khí nhỏ. Tuy nhiên, kết quả này có thể được sử dụng để lên kế hoạch thử nghiệm.

Để đánh giá và xem xét hiệu quả ứng dụng công nghệ tác động khí nước vào mô xác định nào, Vietsovpetro tiếp tục thử nghiệm về độ đẩy dầu của nước cũng như của khí hay của cả khí và dầu kết hợp.

7. Kết luận

Trong thời gian qua, Vietsovpetro đã tích cực phối hợp cùng các đơn vị nghiên cứu áp dụng thử nghiệm các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng khai thác, tuy nhiên quy mô áp dụng còn mang tính cục bộ, nhỏ lẻ.

Để giảm thiểu rủi ro và nâng cao khả năng thành công của dự án nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu, Vietsovpetro đã xây dựng chương trình tổng thể cho các đối tượng khai thác chính và sẽ triển khai đến năm 2020. Đến nay, Vietsovpetro đã hoàn thành nghiên cứu, phân tích đánh giá trạng thái khai thác, lựa chọn sơ bộ khu vực dự kiến áp dụng, hoàn thiện hồ sơ để lựa chọn nhà thầu có kinh nghiệm cùng tham gia triển khai cho đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ.

Ngoài công nghệ bơm ép luân phiên khí - nước, Vietsovpetro đang tiếp tục nghiên cứu để ứng dụng các công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu tiên tiến trên thế giới, cho phép nâng cao hệ số thu hồi dầu lên từ 5 - 10% so với phương pháp bơm ép nước truyền thống [5].

Tài liệu tham khảo

1. Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Báo cáo công nghệ gia tăng hệ số thu hồi dầu các vỉa dầu lục nguyên bằng phương pháp vi sinh hóa lý tổng hợp. 2006, 2009, 2012 và 2014.
2. Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển. Báo cáo công nghệ bơm thử công nghiệp chất hoạt tính bề mặt nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho thân dầu móng khu vực Đông Nam mỏ Rồng. 2014.
3. Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Báo cáo nghiên cứu các hỗn hợp polymer hòa tan trong nước và phương pháp điều chỉnh các tính chất lưu biến của chúng bao gồm cả phương pháp chiếu xạ phục vụ cho công tác bơm ép nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu cho tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ. 2006.
4. Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Chương trình tổng hợp nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng khai thác. 2014.
5. Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Báo cáo Sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ. 2013.

IOR/EOR RESEARCH AND DEVELOPMENT OF VIETSOVPETRO JOINT VENTURE

Le Viet Hai, Nguyen Van Ut, Nguyen The Dung, Tran Duc Lan
Vietsovpetro
Email: thedung.pt@vietsov.com.vn

Summary

In recent years, the production of oil and gas in Bach Ho and Rong fields has been decreased with high water-cut. Although Vietsovpetro has brought some new fields such as Nam Rong-Doi Moi, Gau Trang, and Tho Trang into production and implemented many geotechnical solutions, the oil and gas production of Vietsovpetro still continues the decline.

According to full field development plan reports of Bach Ho, Nam Rong-Doi Moi, Gau Trang and Tho Trang, residual oil is just over 55 million tons. Due to this fact, Vietsovpetro plans to have a programme for research and implementation of EOR in consultation with reputable companies in this area, in order to increase the probability of success of the project and obtain higher rates of recovery.

This paper analyses the current production status, recent EOR methods applied in Vietsovpetro's oil fields, the mechanistic modelling of alkaline surfactant polymer flooding, hybrid process, and low tension gas flooding. We used a screen approach to identify the most potential applicable EOR method.

Key words: Enhanced oil recovery, water injection, water-gas-alternated (WAG) method, lower Miocene, Bach Ho field.

ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG VÀ XÂY DỰNG KẾ HOẠCH THỬ NGHIỆM BƠM ÉP POLYMER CHO TẦNG MIOCENE DƯỚI MỎ BẠCH HỔ NHẪM NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU

Phạm Trường Giang¹, Trần Đình Kiên², Hoàng Linh¹, Đinh Đức Huy¹
Trần Xuân Quý¹, Phan Vũ Anh¹, Phạm Chí Đức¹, Lê Thế Hùng¹
Phạm Văn Tú¹, Trần Đăng Tú¹, Vương Việt Nga¹, Lưu Đình Tùng¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Email: giangptr@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu khả năng áp dụng bơm ép polymer cho đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ và đánh giá các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình bơm ép polymer. Nhóm tác giả trình bày một số kết quả trong phòng thí nghiệm, khi tiến hành bơm ép polymer trên mẫu lõi cho đối tượng trầm tích Miocene dưới với thông số mô hình dòng chảy đa pha ở điều kiện vỉa cho kết quả gia tăng thu hồi trên mẫu lõi đạt từ 7,1 - 10,6%, đồng thời đề xuất các phương án và kế hoạch triển khai thực tế tại mỏ.

Từ khóa: Nâng cao hệ số thu hồi dầu, bơm ép polymer, cát kết, Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Công tác nghiên cứu đánh giá khả năng áp dụng các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu được tiến hành từ đầu năm 2000 cho các đối tượng đang khai thác tại mỏ Bạch Hổ [1]. Trong đó, cát kết Miocene dưới được quan tâm nhất do là đối tượng khai thác truyền thống, có thể ứng dụng ngay kết quả nghiên cứu để nâng cao hệ số thu hồi dầu. Một số phương pháp hóa học (hoạt tính bề mặt, dung môi...) được bơm ép thử nghiệm đã cho kết quả ban đầu, song cũng cho thấy khó khăn và thách thức khi áp dụng các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng khai thác tại mỏ Bạch Hổ cũng như toàn bể Cửu Long.

Bơm ép polymer (pha một lượng nhỏ polymer vào nước bơm ép) nhằm làm tăng độ nhớt của nước dẫn tới giảm độ linh động của pha đẩy dầu trong vỉa. Dung dịch polymer có tác dụng làm giảm độ linh động do polymer là chất cao phân tử. Các loại polymer thường được sử dụng cho bơm ép nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu là: xanthan gum, polyacrylamide thủy phân, polymer phức hợp (tổng hợp từ 2 hoặc nhiều hơn các polymer đơn khác nhau) của acid acrylic và acrylamide [2]. Trong những năm gần đây, nhờ sự phát triển nhanh chóng của khoa học và công nghệ, một số loại polymer biến tính đã được tổng hợp có đặc tính hóa lý hơn hẳn các loại polymer thông dụng về khả năng chịu nhiệt cao, bền vững trong nước có độ khoáng hóa cao. Ở Việt Nam, Viện Nghiên cứu Hạt nhân Đà Lạt đã nghiên cứu điều chế thành công polymer tổng hợp bằng kỹ thuật biến tính ghép bức xạ bền vững

ở nhiệt độ cao (tới 120°C) và hòa tan rất tốt trong môi trường nước biển (35.000ppm).

2. Đặc tính tầng chứa, hiện trạng khai thác và đánh giá khả năng áp dụng bơm ép polymer tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ

Kết quả phân tích về đặc tính đá chứa, chất lưu và hiện trạng khai thác tại đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ cho thấy khả năng áp dụng giải pháp bơm ép polymer nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu là khả thi và có thể mang lại hiệu quả trong việc gia tăng sản lượng.

2.1. Về cấu trúc vỉa chứa và tính chất đá chứa

Đặc trưng cấu trúc vỉa chứa của đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ được thể hiện bởi tính chất phân tập sản phẩm và được phân tách thành các khu vực, các khối độc lập về mặt thủy động lực bởi hệ thống đứt gãy nội mỏ. Đặc trưng địa tầng phân tập có thể ảnh hưởng đến hệ số quét thể tích khi áp dụng các giải pháp bơm ép để gia tăng thu hồi, gồm cả việc bơm ép nước, khí, các hóa phẩm hỗ trợ. Tuy nhiên đặc tính phân khối lại là yếu tố thuận lợi cho việc áp dụng bơm ép polymer nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu do đặc thù của phương pháp này phù hợp với các khu vực có diện tích nhỏ với mạng lưới giếng bơm ép và giếng khai thác độc lập nhằm tối ưu việc gia tăng hệ số quét thể tích, kiểm soát mức độ bao quét của nước bơm ép cũng như tối ưu việc sử dụng hóa phẩm.

Đá chứa của đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ có tính chất tương đối tốt, độ rỗng trung bình 19 - 20%, độ

Bảng 1. Phân bố hàm lượng sét cho các khu vực của đối tượng Miocene dưới

Tập	Vòm Bắc				Vòm Trung tâm				Vòm Nam			
	Kaolinite	Chlorite	Montmorillonite	Vset	Kaolinite	Chlorite	Montmorillonite	Vset	Kaolinite	Chlorite	Montmorillonite	Vset
23_1	2,21	0,972	7,86	12,9	1,228	0,54	4,368	70169	2,381	1,047	8,47	13,9
23_2	1,062	0,467	3,778	6,2	0,98	0,431	3,487	5,723	2,124	0,934	7,556	12,4
23_3	0,959	0,422	3,412	5,6	1,377	0,605	4,896	8,035	2,193	0,964	7,799	12,8
23_4	0,994	0,437	3,534	5,8	1,388	0,61	4,936	8,1	2,193	0,964	7,799	12,8
24	1,662	0,731	5,911	9,7	0,514	0,226	1,182	3	1,491	0,655	5,301	8,7
25	0,874	0,384	3,108	5,1	0,6	0,264	2,133	305	1,491	0,655	5,301	8,7
26	0,959	0,422	3,412	5,6	2,501	1,1	8,896	14,6	0,8	0,369	2,986	4,9
27	0,857	0,377	3,047	5	2,501	1,1	8,896	14,6	1,319	0,58	4,692	7,7
TB	1,197	0,526	4,258	6,987	1,386	0,61	4,93	8,091	1,754	0,771	6,238	10,237

thấm trung bình 120 - 275mD với tầng chứa 23, thuận lợi để áp dụng bơm ép polymer khi tính đến mức độ tiếp nhận cũng như khả năng hoạt động của giếng bơm ép. Áp suất vỉa ban đầu tại Miocene dưới vòm Bắc được xác định là 298atm tại độ sâu tuyệt đối 2.971m.

Áp suất vỉa trong vỉa dầu phân bố một cách không đồng đều. Tại vùng khai thác, áp suất vỉa dao động trong khoảng 113,4atm (giếng 708) đến 259atm (giếng 107) [2]. Phân tích áp suất vỉa tại vùng bơm ép gặp nhiều khó khăn do trong thời gian cuối chỉ thực hiện đo áp suất tại giếng bơm ép 202, giá trị này là 310atm. Nhiệt độ vỉa dao động từ 90 - 105°C tăng dần từ vòm Bắc xuống vòm Nam, phần lớn các polymer tan trong nước được sử dụng đều có tính chất hóa lý bền ở nhiệt độ < 100°C, đây cũng là một thách thức lớn trong quá trình thiết kế, thử nghiệm khả năng bền nhiệt của hóa phẩm. Đối với thân đá chứa dạng phân lớp mỏng, độ bất đồng nhất cao, ảnh hưởng của tỷ số linh động dầu - nước khi áp dụng bơm ép nước sẽ mạnh hơn kéo theo hiện tượng vọt nước và giảm hiệu quả đẩy dầu tới giếng khai thác. Áp dụng bơm ép polymer làm tăng độ nhớt pha đẩy, giảm tỷ số linh động dầu nước, do đó sẽ hạn chế hiện tượng vọt nước tại giếng. Nhận định từ các kết quả đánh giá và phân tích địa chất cho thấy, với đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ tính chất đá chứa có sự thay đổi nhỏ giữa các khu vực, trong đó đất đá tại vòm Nam và vòm Trung tâm có khả năng thấm chứa tốt hơn so với vòm Bắc, do đó việc áp dụng bơm ép polymer tại vòm Trung tâm/Nam có thể mang lại hiệu quả cao hơn.

Hàm lượng sét trong đá chứa, đặc biệt là hàm lượng kaolinite là một yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến khả năng áp dụng bơm ép polymer, khả năng hấp phụ các phân tử polymer lên bề mặt đá khoáng vật sét dẫn đến giảm tính chất lưu biến cũng như độ bền của hệ polymer trong điều kiện vỉa. Bảng 1 thể hiện sự phân bố hàm lượng sét cho các khu vực của đối tượng Miocene dưới.

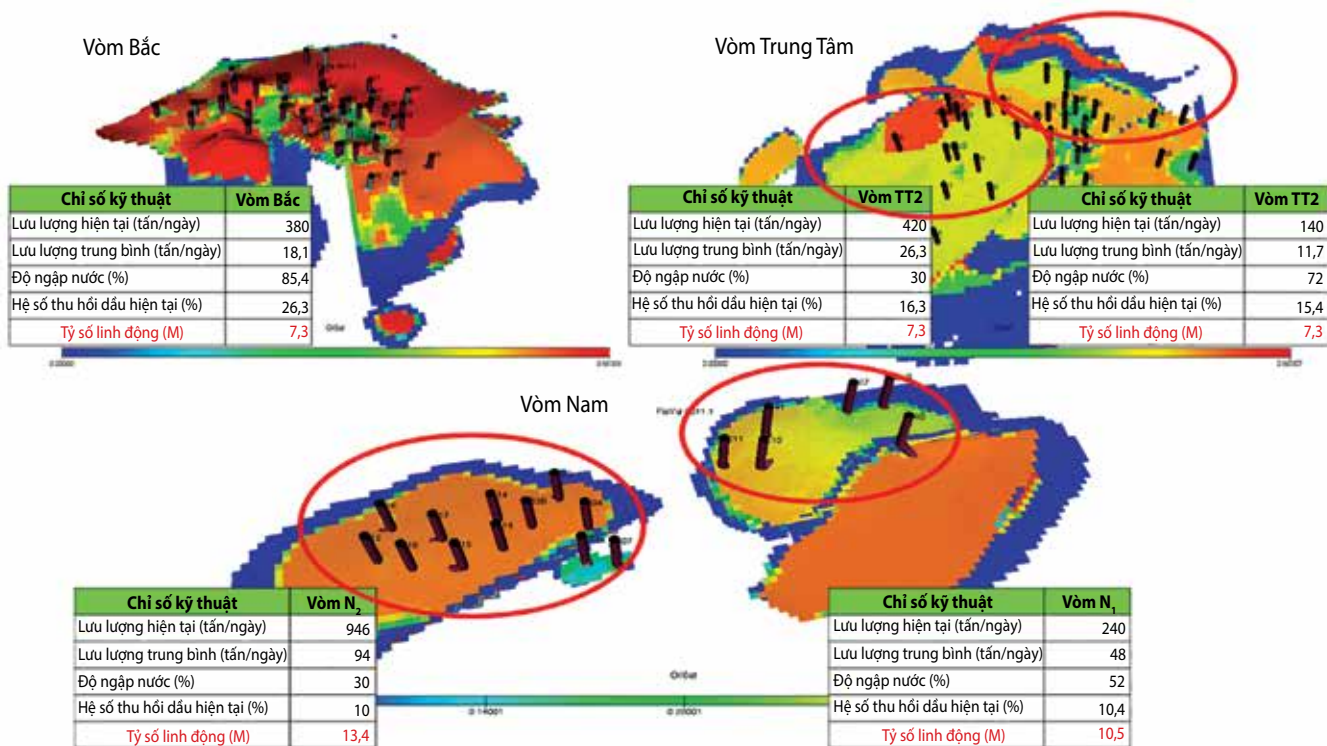
Các nghiên cứu trên thế giới đã chỉ ra, việc áp dụng bơm ép polymer nhằm nâng cao thu hồi dầu có thể được thực hiện với đá chứa có hàm lượng sét tổng < 20% thể tích đá, do đó dựa theo tiêu chí hàm lượng sét tất cả các khu vực tại đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ xem xét đều phù hợp. Ngoài ra, do đặc trưng trầm tích Miocene dưới mỏ Bạch Hổ chủ yếu thành tạo trong môi trường biển, có hàm lượng khoáng vật montmorillonite cao, nên thành phần khoáng vật sét kaolinite (quyết định tính hấp phụ của polymer) có hàm lượng rất thấp (từ 1 - 2%), do đó thành phần thạch học của khu vực là phù hợp để áp dụng giải pháp bơm ép polymer.

2.2. Về tính chất chất lưu và hiện trạng khai thác

Một trong những yếu tố có tính quyết định đối với việc xem xét khả năng bơm ép polymer là tỷ trọng và độ nhớt của dầu vỉa, do bản chất của phương pháp là gia tăng hiệu quả quét từ việc thay đổi tỷ số linh động dầu - nước (chủ yếu là tỷ số độ nhớt của dầu vỉa và nước bơm ép), do đó giải pháp này phù hợp hơn với các vỉa dầu có độ nhớt cao. Kết quả tổng hợp tính chất chất lưu cho thấy, độ nhớt dầu vỉa ở điều kiện ban đầu có sự thay đổi khá lớn giữa các khu vực, trong đó vòm Bắc là 1,047cP, vòm Trung tâm là 1,760cP và vòm Nam là 4,879cP [3]. Tỷ trọng dầu trong điều kiện vỉa thay đổi từ 710 - 814kg/m³, hàm lượng khí hòa tan từ 42,7m³/tấn tại vòm Nam tới 141m³/tấn tại vòm Bắc. Các tính chất thông thường của dầu vỉa như áp suất bão hòa, hệ số thể tích, tỷ trọng dầu tách đều nằm trong giới hạn cho phép áp dụng bơm ép polymer. Nước vỉa Miocene dưới đặc trưng bởi môi trường acid và kiềm yếu; độ khoáng hóa trung bình và thấp, thay đổi từ 3,245 - 10,911g/l ở vòm Bắc đến 13,002 - 17,721g/l ở vòm Trung tâm và đạt tới 27,524 - 30,408g/l ở vòm Nam. Theo hướng từ Bắc tới Nam của mỏ Bạch Hổ độ khoáng hóa nước vỉa tăng dần và loại nước thay đổi từ bicarbonate-sodium sang calcium chloride. Từ kết quả tổng hợp tính chất chất

Bảng 2. Tổng hợp kết quả đánh giá khả năng áp dụng bơm ép polymer

Thông số	Tính chất đá chứa (rỗng/thấm)	Nhiệt độ vỉa (°C)	Hàm lượng sét (%)	Độ nhớt dầu vỉa (cP)	Nồng độ khoáng hóa (mg/l)	Độ ngập nước hiện tại (%)	Lưu lượng dầu hiện tại (tấn/ngày)	Hệ số thu hồi (%)
Vòm Bắc	0,19/120	98	6,99	1,05	3.245 - 10.991	85,4	380	26,3
Vòm Trung tâm	0,2/276	110	8,09	1,76	13.002 - 17.721	52,6	560	14,7
Vòm Nam	0,2/276	95	10,24	4,88	27.524 - 30.408	36,4	1180	9,2

**Hình 1.** Hiện trạng khai thác của các vòm tại Miocene dưới mỏ Bạch Hổ

lưu cho thấy, ngoại trừ tính chất nước vỉa, vòm Nam là đối tượng tiềm năng và phù hợp nhất cho giải pháp ứng dụng bơm ép polymer nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Về hiện trạng khai thác mỏ, do bản chất của phương pháp nên việc bơm ép polymer cho nâng cao thu hồi dầu chỉ mang lại hiệu quả cao khi áp dụng ngay từ thời gian đầu của quá trình khai thác, việc bơm ép nước mới được áp dụng và mức độ ngập nước trong vỉa chưa cao. Đánh giá về hiện trạng khai thác đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ cho thấy, vòm Bắc đã được đưa vào phát triển từ những năm 1980, mức độ ngập nước hiện đã lên đến 90% và hiện tượng ngập nước diễn ra trên diện rộng, cả khu vực đã đi vào giai đoạn cạn kiệt. Do đó việc xem xét áp dụng bơm ép polymer cho khu vực này là không khả thi và sẽ không mang lại hiệu quả so với các khu vực còn lại. Tính trên tiêu chí các chỉ số công nghệ khai thác, vòm Nam được đánh giá là khu vực phù hợp nhất cho áp dụng bơm ép polymer do đối tượng mới được phát triển từ năm 2012, việc bơm ép nước được triển khai chưa lâu và mức độ ngập nước còn thấp (khoảng 35%).

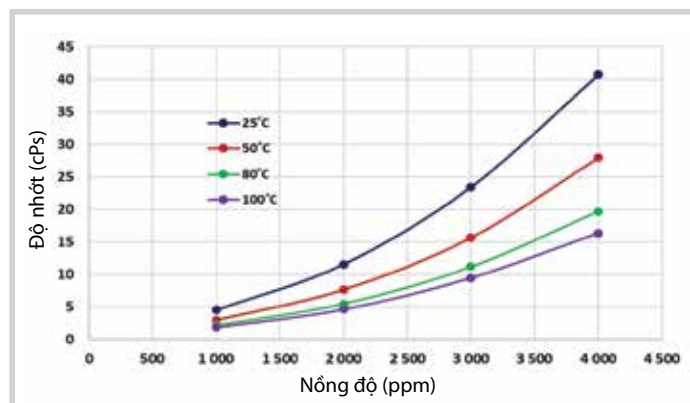
Kết quả tổng hợp các đánh giá về điều kiện mỏ nhằm lựa chọn khu vực phù hợp áp dụng giải pháp bơm ép polymer nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu (Bảng 2), trong đó mức độ phù hợp thay đổi từ tốt đến không phù hợp được thể hiện trên các màu xanh đậm, xanh nhạt và vàng. Tính chất đá chứa và chất lưu không có sự thay đổi lớn theo các tập vỉa. Tầng chứa và khai thác chính tại đối tượng Miocene dưới là 23_2 (46% trữ lượng tại chỗ, 79% quỹ giếng khai thác), do đó đề xuất thử nghiệm bơm ép polymer với tầng chứa Miocene dưới, vòm Nam.

3. Nghiên cứu lựa chọn và đánh giá hiệu quả bơm ép polymer cho đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ

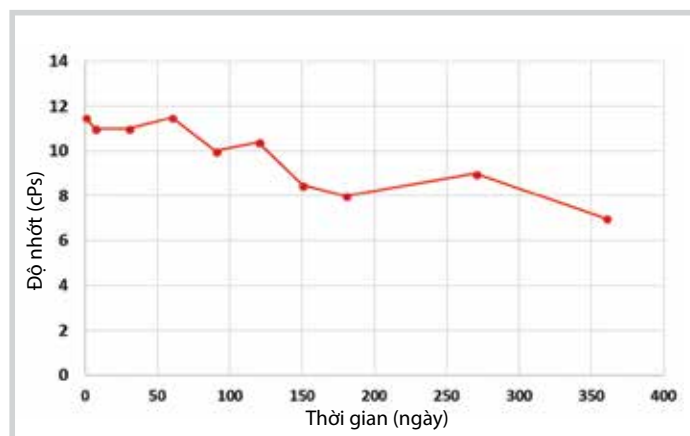
3.1. Lựa chọn hệ polymer phù hợp với điều kiện vỉa đối tượng Miocene dưới của mỏ Bạch Hổ

Các kết quả trong phòng thí nghiệm cho thấy, các polymer sau khi được đánh giá tại điều kiện vỉa, polymer HPAM (partially hydrolysed polyacrylamide) khi thêm các phụ gia bền nhiệt, giảm hấp phụ đất đá vỉa, có thể dùng

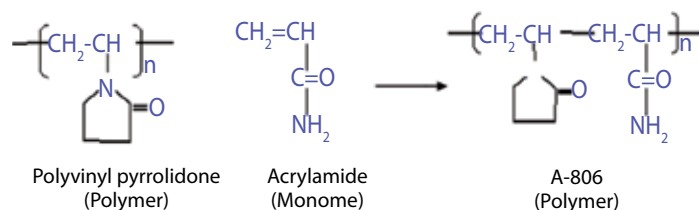
trong công nghệ gia tăng hệ số thu hồi dầu tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ. Để đánh giá khả năng làm việc của các phụ gia tăng tính bền nhiệt cho polymer, hệ hỗn hợp được pha trong nước biển thêm 5.000ppm ($\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$). Dung dịch 2.000ppm các chất polymer được thử nhiệt ở 110°C, các chất phụ gia nghiên cứu là các chất Na_2EDTA , dithiocarbamate, EDG với nồng độ được khảo sát từ 0,6 - 1%. Từ kết quả thực nghiệm có thể nhận thấy phụ gia dithiocarbamate tối ưu ở nồng độ 0,9%. Nhằm giảm khả năng hấp phụ của polymer lên bề mặt đá



Hình 2. Biến thiên độ nhớt theo nhiệt độ - hệ polymer HPAM



Hình 3. Biến thiên độ nhớt theo thời gian - hệ polymer HPAM



Hình 4. Cấu trúc phân tử hệ polymer HPAM

sét, nhóm tác giả đã sử dụng thêm phụ gia octanol với nồng độ tối ưu. Độ nhớt dầu vỉa tầng Miocene từ 1,047 - 4,879cP do vậy để áp dụng gia tăng hệ số thu hồi dầu tầng Miocene mỏ Bạch Hổ nhóm tác giả lựa chọn polymer HPAM (partially hydrolysed polyacrylamide) với nồng độ là 2.000ppm để đánh giá thử nghiệm trong điều kiện vỉa trên mô hình vật lý vỉa.

3.2. Thí nghiệm bơm ép polymer qua mẫu lõi

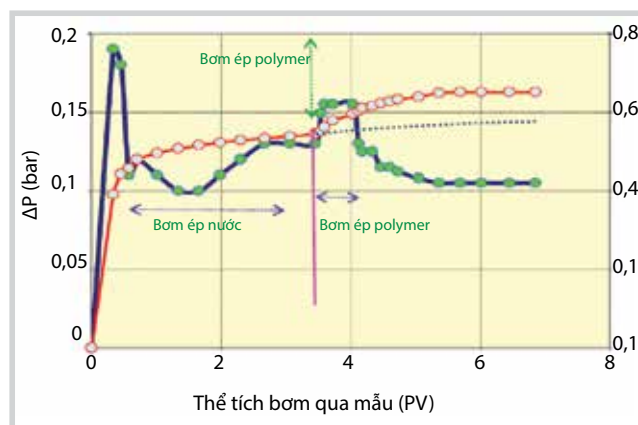
Mẫu lõi cho thí nghiệm được lựa chọn từ các giếng khoan 818, 16 và 817 trong đối tượng trầm tích Miocene, có tính chất thấm chứa đại diện cho khu vực và chất lượng mẫu lõi phù hợp để tiến hành nghiên cứu hệ polymer.

Trong quá trình bơm ép các thông số lưu lượng, áp suất được ghi chép tự động nhằm theo dõi thay đổi tính chất thấm chứa (hệ số tiếp nhận nước, khả năng đẩy dầu). Kết quả thí nghiệm đẩy dầu trên mẫu lõi nhằm xác định mức độ gia tăng hiệu quả đẩy dầu (Bảng 4).

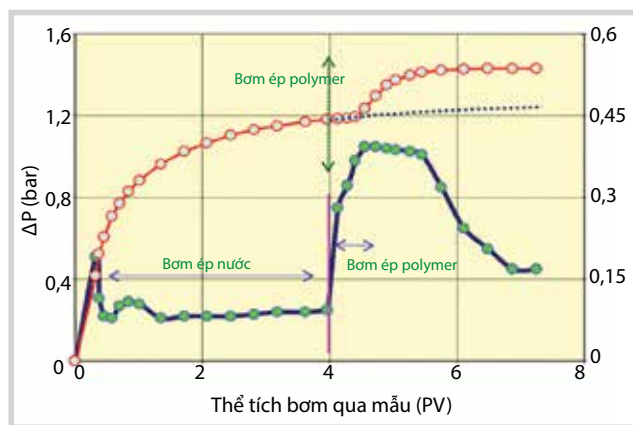
Các kết quả thử nghiệm cho thấy, khi sử dụng tổ hợp chất polymer bơm ép thì lượng dầu thu hồi được ở đầu ra đều cao hơn so với giai đoạn bơm ép nước trước đó. Căn cứ vào đồ thị chênh áp và kết quả phục hồi độ thấm, nhận thấy rằng ngay sau khi bơm polymer, độ chênh áp tăng và giảm dần theo thời gian (độ nhớt giảm dần), đồng thời nước thu được ở đầu ra của hệ cũng giảm xuống sau đó tăng dần. Như vậy, polymer đã làm thay đổi độ nhớt của nước bơm ép và trong quá trình bơm nút bị pha loãng dần dần đến khi độ nhớt bằng độ nhớt của nước bơm ép (toàn bộ dung dịch polymer đã ra được đẩy ra khỏi mẫu lõi) thì chênh áp giữa 2 đầu mẫu về gần với giai đoạn bơm ép nước trước đó. Do có độ nhớt lớn, dòng dung dịch polymer đã làm chậm sự dịch chuyển của pha đẩy và chuyển hướng một phần dòng chảy tới các kênh rỗng trước đó chưa quét tới. Như vậy, hiệu quả gia tăng thu hồi dầu có thể được giải thích, khi thay thế bơm ép nước bằng hệ polymer với nồng độ tối ưu đã giúp

Bảng 3. Các thông số mẫu lõi tầng Miocene thử nghiệm mô hình vỉa

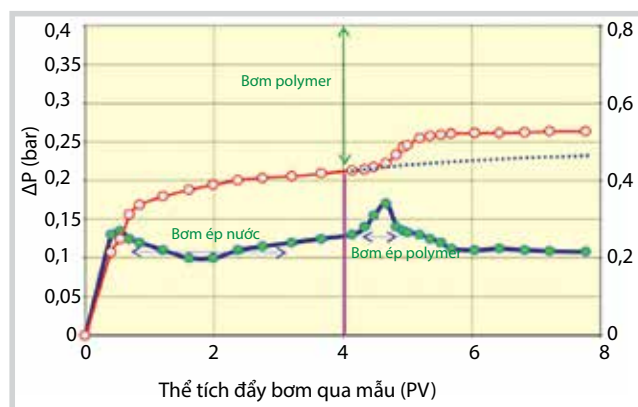
Số hiệu mẫu	Chiều dài (cm)	Đường kính (cm)	Thể tích rỗng (cm ³)	Độ rỗng (%)	Độ thấm khí (mD)
BH-16	19,55	5,02	79,71	17,5	162
BH-818.5-5	19,43	5,04	74,03	17,2	115
BH-817	19,21	5,02	71,54	19,3	317
BH-818.3-1	19,86	5,02	86,64	20,8	422



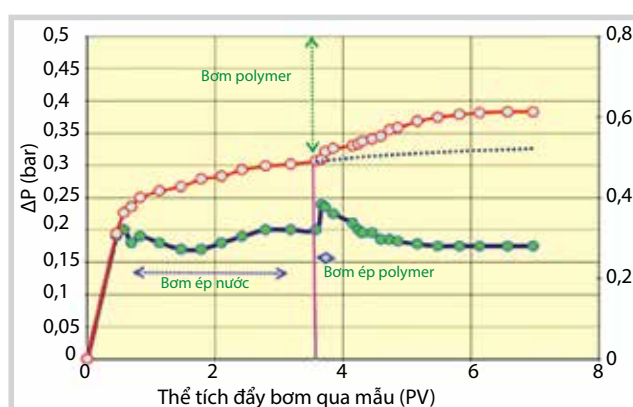
a) Tổ hợp polymer - 01 (giếng BH-818.3-1)



b) Tổ hợp polymer - 02 (giếng BH-818.5-5)



c) Tổ hợp polymer - 03 (giếng BH-16)



d) Tổ hợp polymer - 04 (giếng BH-817)

Hình 5. Động thái đẩy dầu bằng nước trước và sau khi bơm

Bảng 4. Kết quả gia tăng hiệu quả đẩy dầu trên mẫu lõi

Mẫu lõi	Gia tăng hiệu quả đẩy dầu (%)
BH-16	7,1
BH-818.3-1	7,7
BH-817	8,9
BH-818.5-5	10,6

tăng độ nhớt của pha đẩy, qua đó cải thiện hệ số quét dầu. Với cùng một chế độ bơm (mô phỏng áp suất, lưu lượng bơm trong thực tế), cùng nồng độ polymer, các kết quả thu được là khác nhau đối với mỗi mẫu lõi trong cùng điều kiện thí nghiệm.

Hệ số đẩy dầu gia tăng trên mô hình với các mẫu lõi có độ thấm khác nhau trong khoảng 7,1 - 10,6%. Thời gian xuất hiện dầu sau khi bơm polymer và đẩy tiếp bằng nước nằm trong khoảng 0,1 - 0,5 Vpore. Điều này cho thấy trong thí nghiệm lượng dầu thu hồi thêm xuất hiện ngay sau khi bơm tổ hợp polymer và thời gian thu hồi dầu khá ngắn. Tuy nhiên, trong thực tế thời gian xuất hiện dầu tăng thu hồi có thể lâu hơn rất nhiều, phụ thuộc vào hướng vận động của dầu nước, mức độ liên thông giữa các giếng bơm ép với giếng khai thác.

3.3. Thiết lập mô hình mô phỏng bơm ép polymer cho đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ và đánh giá hiệu quả

Dựa trên kết quả phân tích đặc điểm địa chất, tính chất đá chứa-chất lưu cũng như hiện trạng khai thác mỏ, khu vực được xem xét đưa vào dự báo bơm ép polymer là vòm Nam. Để đánh giá hiệu quả lượng dầu gia tăng và dự báo khai thác các phương án bơm ép polymer, phương án độ nhạy mô phỏng khai thác giả định:

- Thời điểm bơm ép: Tháng 1/2018, kế tiếp bơm ép nước trước đó với lưu lượng 400m³/ngày.
- Nồng độ polymer: Các nồng độ polymer khác nhau được lựa chọn với mức độ thay đổi từ 1.000 - 9.000ppm, đưa vào mô hình nhằm lựa chọn nồng độ polymer tối ưu. Kết quả mô phỏng chỉ ra nồng độ polymer tối ưu là 2.000ppm.
- Thời gian bơm ép là tổng thời gian tiến hành bơm ép polymer (6 tháng, 1 năm hoặc 2 năm). Thời gian bơm ép polymer được lựa chọn là 1 năm.

Từ các kết quả thí nghiệm trên mô hình dòng chảy đa pha ở các điều kiện giả, có thể kết luận rằng tổ hợp polymer với các chất phụ gia với nồng độ tối ưu đã được

lựa chọn, có thể gia tăng hệ số thu hồi dầu từ 7,1 - 10,6%. Kết quả dự báo khai thác gia tăng trên mô hình thủy động lực từ 2 - 3%. Do vậy tổ hợp chất polymer này có thể áp dụng thực tế bơm ép nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu và cát kết tầng Miocene dưới của mỏ Bạch Hổ.

4. Nghiên cứu phương án thiết bị và kế hoạch thử nghiệm bơm ép polymer ngoài hiện trường mỏ

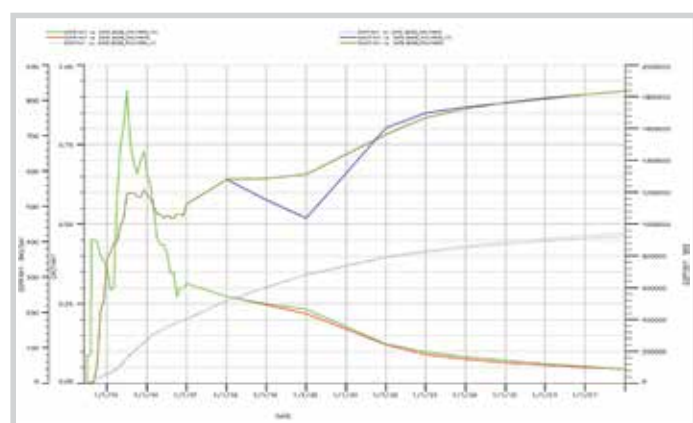
Do hạn chế về mặt không gian và điều kiện thời tiết ngoài hiện trường mỏ, để thực hiện bơm ép polymer cần có phương án và kế hoạch triển khai phù hợp. Với đặc tính phân tán của polymer, việc thực hiện chế độ bơm nút polymer đậm đặc sẽ không khả thi do kéo dài thời gian thử nghiệm và giảm hiệu

quả của nút polymer do khả năng tiếp nhận của giếng bơm ép giảm, dẫn đến rủi ro cho hiệu quả kinh tế của dự án. Như vậy, để có được dung dịch polymer với chất lượng ổn định và khả năng cung cấp kịp thời cần có thiết bị chuẩn bị đáp ứng được tất cả các tiêu chí. Ngoài ra, thiết bị này cần đáp ứng thêm các yêu cầu khả năng làm việc và kết nối với hệ thống thiết bị sẵn có. Một thông số quan trọng là chất lượng của nước để chuẩn bị polymer dạng dung dịch cần đảm bảo các điều kiện tương thích và không làm giảm chất lượng của polymer. Thiết bị hỗ trợ thử nghiệm polymer cần có các bộ phận chính như sau:

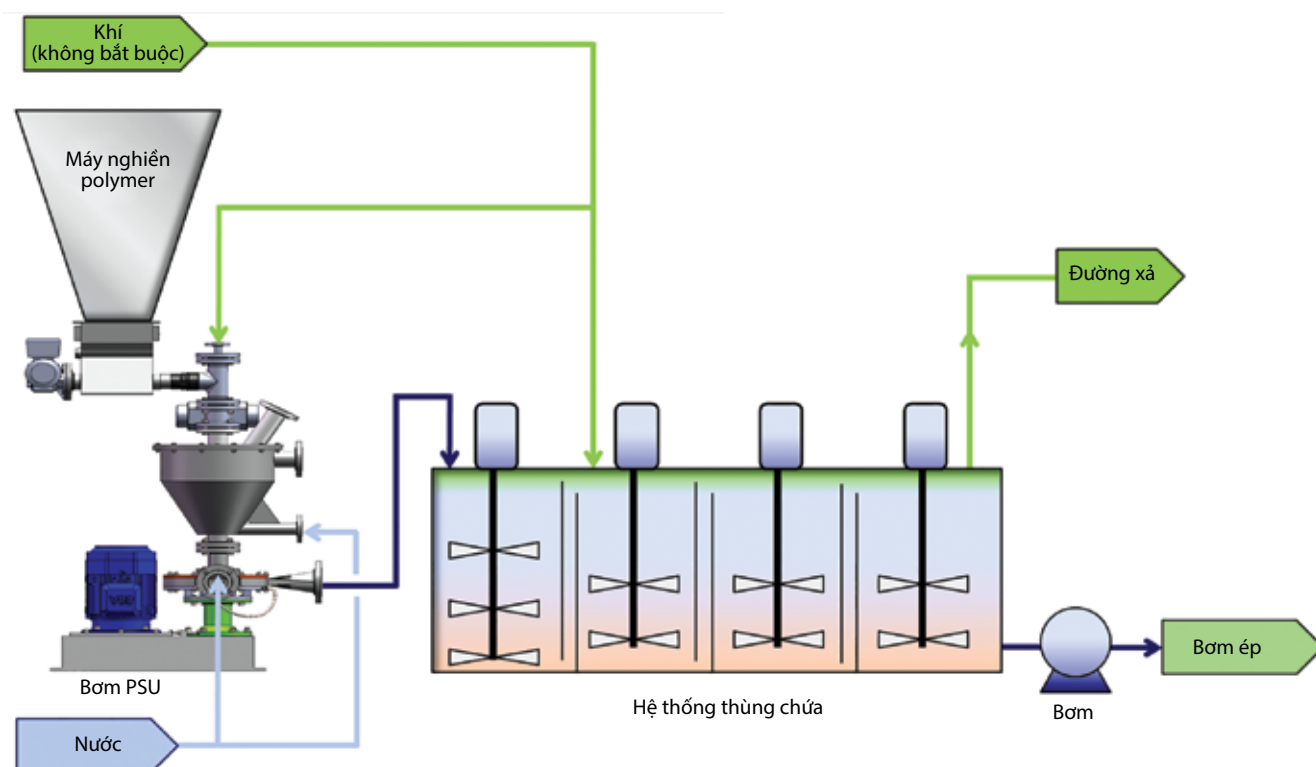
- Bộ phận nghiền polymer.
- Bộ phận phân tán polymer từ dạng bột sang dạng dung dịch đậm đặc.
- Bộ phận bơm đẩy dung dịch polymer đậm đặc vào hệ thống kết nối bơm ép.
- Bộ phận phân tán polymer đậm đặc xuống dung dịch có nồng độ làm việc tối ưu.

Trên cơ sở đánh giá các yếu tố kỹ thuật công nghệ, nhóm tác giả đề xuất triển khai bơm ép thử nghiệm hệ polymer theo 1 trong 2 phương án:

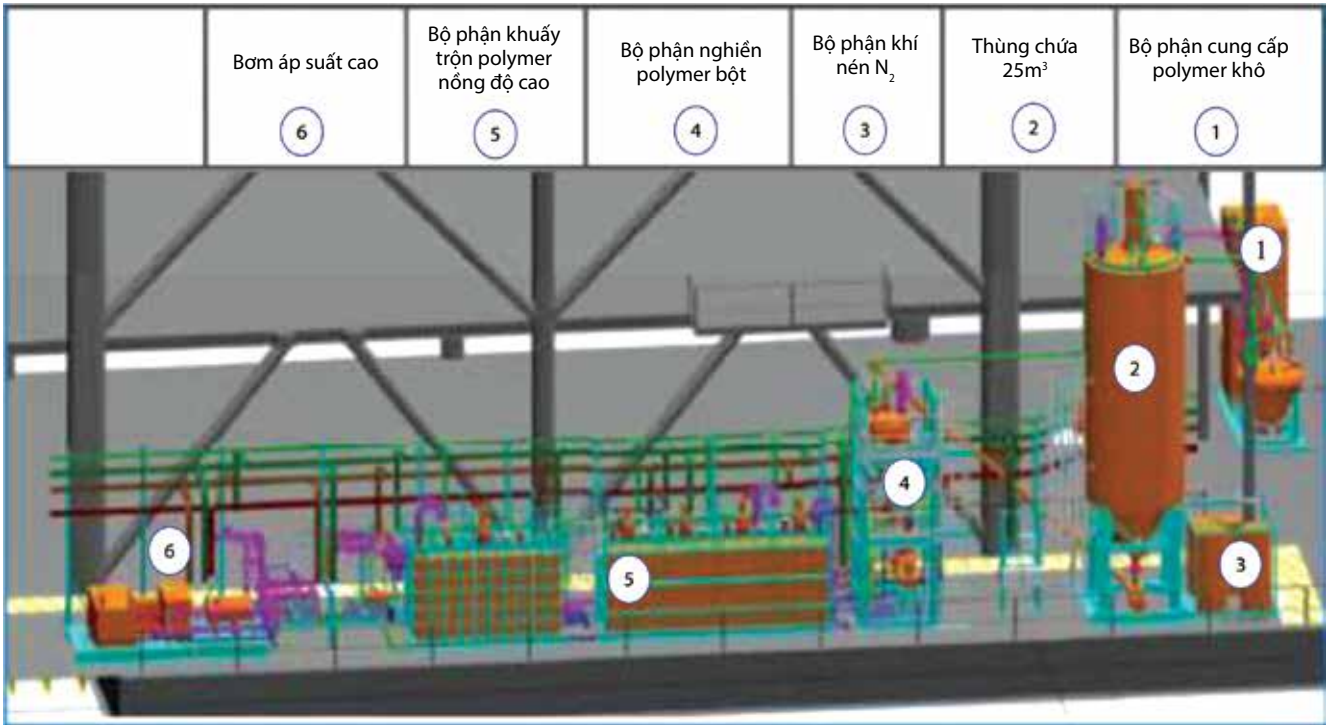
- Phương án 1: Lắp đặt hệ thống thiết bị pha khuấy và bơm ép trực tiếp ngoài biển (trên giàn hoặc trên tàu).



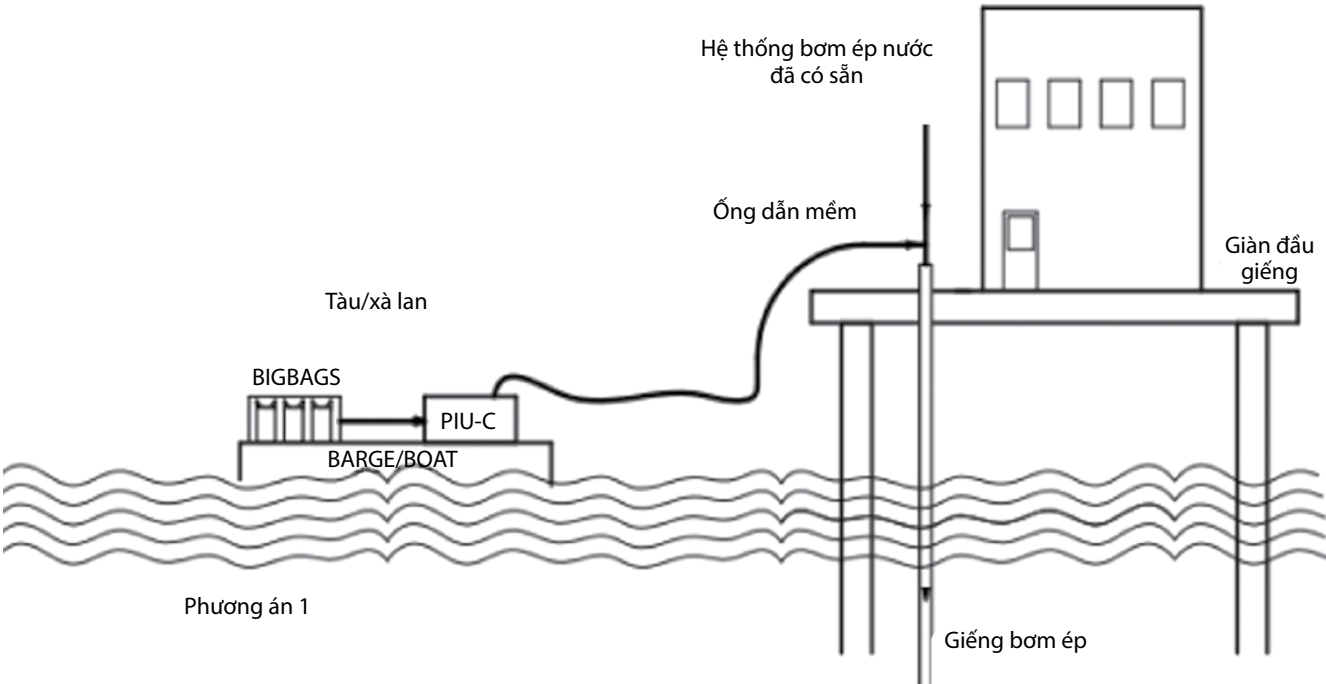
Hình 6. Hiệu quả bơm ép polymer trên mô hình mô phỏng khai thác cho cụm giếng số 1 vòm Nam, Miocene dưới, Bạch Hổ



Hình 7. Sơ đồ nguyên lý làm việc của hệ thống khuấy trộn polymer



Hình 8. Thiết kế và vị trí dự kiến bố trí của hệ thống hỗ trợ thử nghiệm polymer lắp đặt trên giàn



Hình 9. Sơ đồ bố trí thiết bị cho phương án 1

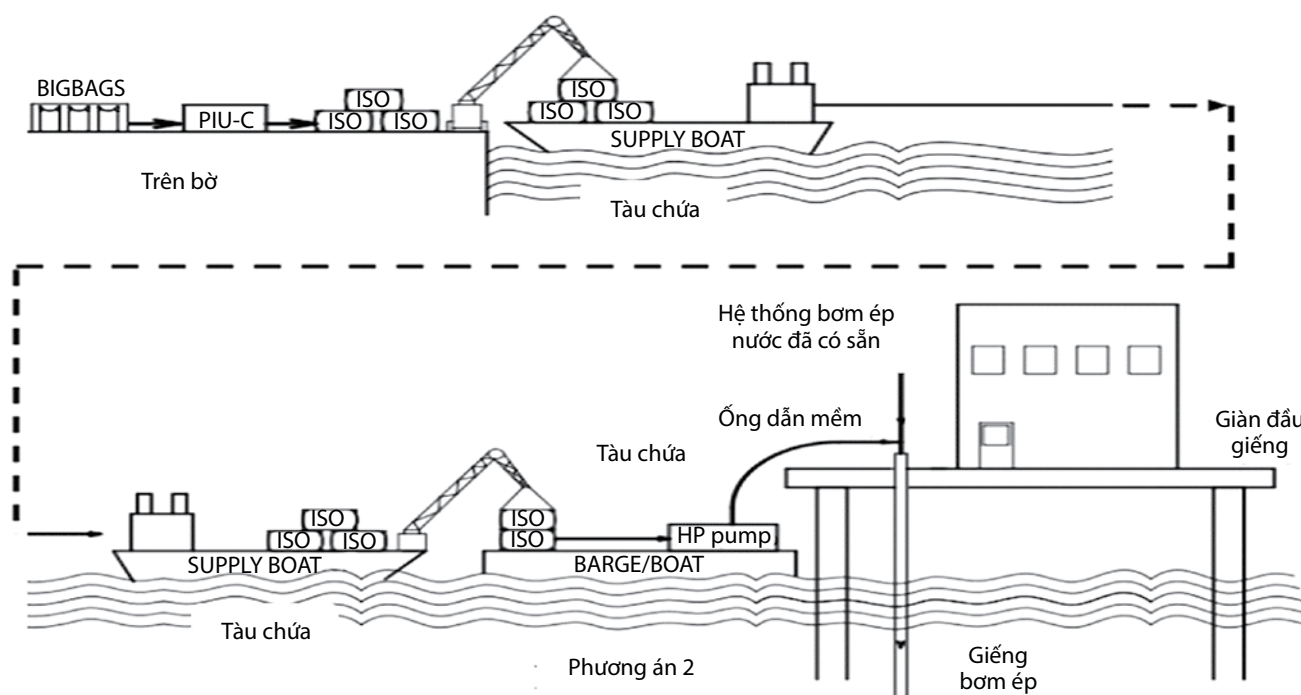
- Phương án 2: Lắp đặt hệ thống pha khuấy trong bờ và vận chuyển hệ chất lưu bơm ép ra giàn.

4.1. Quy trình công nghệ phương án 1

- Hệ thống phối trộn, polymer bột, máy bơm cao áp được lắp đặt trực tiếp tại giàn hoặc trên tàu (nếu giàn không đủ khả năng chứa toàn bộ thiết bị).

- Việc pha trộn polymer và bơm ép được thực hiện trên tàu, hoặc trên giàn. Tàu phải được đặt tại khu vực bơm ép trong suốt thời gian bơm ép.

- Chương trình bơm ép thử nghiệm được thực hiện tuần tự cho từng giếng. Tàu và hệ thống thiết bị sẽ di chuyển đến vị trí giàn/giếng mới sau khi kết thúc bơm ép tại 1 giếng.



Hình 10. Sơ đồ bố trí thiết bị cho phương án 2

4.2. Quy trình công nghệ phương án 2

- Hệ thống phối trộn polymer được lắp đặt trên bờ. Công việc chuẩn bị hệ polymer được thực hiện trên bờ với nồng độ polymer đậm đặc khoảng 10.000 - 15.000ppm.
- Hỗn hợp polymer được chứa trong các bồn kín (iso-tanks) và vận chuyển ra ngoài biển bằng tàu vận chuyển hàng ngày.
- Hệ thống thiết bị trên giàn gồm: thiết bị phối trộn (static mixer) để pha loãng hỗn hợp polymer từ 10.000 - 15.000ppm xuống còn 2.000 - 3.000ppm, các đường ống mềm và bơm cao áp để kết nối giữa thùng chứa polymer đậm đặc và đường ống nước bơm ép (~200atm) trước khi đi qua thiết bị phối trộn (static mixer) và đến đầu giếng bơm ép.
- Trong trường hợp giàn không đủ khả năng chứa hệ thống thiết bị cũng như hỗn hợp polymer đậm đặc (dự kiến lưu lượng bơm 200 - 400m³/ngày), bắt buộc phải bố trí 1 tàu hỗ trợ hàng ngày để lắp thiết bị phối trộn và chứa hỗn hợp polymer.
- Có thể tiến hành bơm ép tại nhiều giếng trong cùng thời điểm với điều kiện có thể đáp ứng các yêu cầu về tàu vận chuyển, bồn chứa, thiết bị bơm ép...

4.3. Ưu nhược điểm của các phương án thử nghiệm

Việc thực hiện bơm ép theo phương án thiết bị đặt ngoài biển có ưu điểm sẽ giảm số lượt tàu vận chuyển

hóa phẩm; vật tư tập trung tại 1 địa điểm, thuận lợi cho công tác thử nghiệm, tiết kiệm chi phí vận chuyển. Tuy nhiên, phương án này cũng gặp khó khăn do việc lắp đặt thiết bị thử nghiệm ngoài biển bị giới hạn không gian, ảnh hưởng đến các hoạt động phụ trợ khai thác khác. Bên cạnh đó, nếu đặt trên tàu thì hệ thiết bị đó phải nằm lại khu vực thử nghiệm trong suốt quá trình và được cung cấp hệ thống điện năng, có bộ phận kết nối giữa hệ hỗ trợ thử nghiệm polymer vào hệ thống bơm ép sẵn có.

Phương án thử nghiệm thiết bị được lắp đặt cả 2 nơi có hạn chế là cần có hệ thống bơm, cấu đặc biệt là số lượng lớn thùng chứa để vận chuyển dung dịch polymer ra hiện trường.

Như vậy, để có kế hoạch áp dụng EOR dài hạn, cần có 1 hệ thống hỗ trợ thử nghiệm đảm bảo các yêu cầu làm việc và hiệu quả kinh tế của dự án. Thiết bị có thể thiết kế trong các thùng chứa chuyên dụng hoặc lắp đặt trực tiếp trên các giàn khai thác dầu khí và được kết nối với hệ thống bơm ép nhằm đáp ứng yêu cầu về không gian và diện tích.

5. Kết luận

Kết quả đánh giá đặc điểm đá chứa, chất lưu và hiện trạng khai thác đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ cho thấy có thể áp dụng giải pháp bơm ép polymer để nâng cao hệ số thu hồi dầu. Thử nghiệm bơm ép hệ polymer

trên mẫu lõi cho đối tượng trầm tích Miocene dưới với các thông số mô hình dòng chảy đa pha ở điều kiện vỉa cho kết quả gia tăng thu hồi trên mẫu lõi từ 7,1 - 10,6%.

Hai phương án dự kiến áp dụng, triển khai được xây dựng phù hợp với hiện trạng thiết bị sẵn có tại khu vực thử nghiệm và đảm bảo hiệu quả kinh tế của dự án cho thấy tính khả thi khi triển khai thử nghiệm bơm ép polymer nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho mỏ.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Hữu Trung và nnk. *Nghiên cứu khả năng ứng dụng phức hệ polymer để bơm ép trong móng nứt nẻ tại các giếng khoan ở thềm lục địa Việt Nam nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu khí*. Viện Dầu khí Việt Nam. 1996.
2. Vietsovpetro. *Sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác mỏ Bạch Hổ*. 2013.
3. K.S.Sorbie. *Polymer - Improved oil recovery*. 2000.

APPLICABILITY ASSESSMENT AND ESTABLISHMENT OF POLYMER FLOODING PILOT PLAN FOR LOWER MIOCENE RESERVOIRS OF BACH HO FIELD TO ENHANCE OIL RECOVERY

Pham Truong Giang¹, Tran Dinh Kien², Hoang Linh¹, Dinh Duc Huy¹
Tran Xuan Quy¹, Phan Vu Anh¹, Pham Chi Duc¹, Le The Hung¹
Pham Van Tu¹, Tran Dang Tu¹, Vuong Viet Nga¹, Luu Dinh Tung¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Hanoi University of Mining and Geology

Email: giangptr@vpi.pvn.vn

Summary

The paper introduces the applicability of polymer flooding for Lower Miocene reservoirs of Bach Ho field and evaluates factors influencing the polymer flooding process. The authors also presents some results of polymer flooding experiment on core samples with multi-phase flow profile at reservoir conditions. The increment of oil recovery factor is estimated in the range of 7.1% to 10.6% in comparison with water flooding. Schemes for pilot plans at the field are also proposed.

Key words: Enhanced oil recovery, polymer flooding, sandstone, Lower Miocene, Bach Ho field.

ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG ÁP DỤNG GIẢI PHÁP CẢI THIỆN HỆ SỐ THU HỒI DẦU CHO MỎ ĐẠI HÙNG

Nguyễn Hải An

Tổng công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí

Email: annh1@pvep.com.vn

Tóm tắt

Từ những năm 1990, trên 30 giếng được khoan trên toàn diện tích mỏ Đại Hùng (Lô 05-1a, bể Nam Côn Sơn) đã phát hiện và khai thác dầu khí từ các vỉa cát kết trầm tích và đá vôi. Các vỉa cát kết đang được khai thác với cơ chế giãn áp tự nhiên, ngoại trừ khối L đã triển khai bơm ép nước duy trì áp suất vỉa. Mặc dù đặc tính vỉa chứa khá tốt với độ rỗng khoảng 25% và độ thấm trung bình 50mD, nhưng hệ số thu hồi dầu trung bình của toàn mỏ Đại Hùng mới chỉ đạt khoảng 13%.

Địa chất của mỏ Đại Hùng được đặc trưng bởi tính phân khối với diện tích nhỏ, không liên thông với nhau nên tạo ra mức độ bất đồng nhất rất cao theo diện. Các giải pháp bơm ép nước và xử lý acid vùng cận đáy giếng đã được nghiên cứu áp dụng với kết quả tốt cho thấy tiềm năng áp dụng các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu.

Kết quả đánh giá tính tương thích theo phương pháp tiêu chí kỹ thuật đặc tính vỉa chứa cho thấy các giải pháp khả dụng đối với khối L gồm: bơm khí không trộn lẫn, bơm ép khí hydrocarbon, carbon dioxide, tổ hợp hóa phẩm kiềm/hoạt động bề mặt/polymer.

Bài báo giới thiệu các nghiên cứu đánh giá các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu khả dụng đối với toàn mỏ Đại Hùng. Kết quả nghiên cứu cho thấy tính bất đồng nhất của vỉa chứa có thể được sử dụng để dự báo tiềm năng cũng như ảnh hưởng của các quá trình cải thiện hệ số thu hồi dầu (IOR).

Từ khóa: Hệ số thu hồi dầu, bất đồng nhất, vỉa, cát kết, đá vôi, mỏ Đại Hùng.

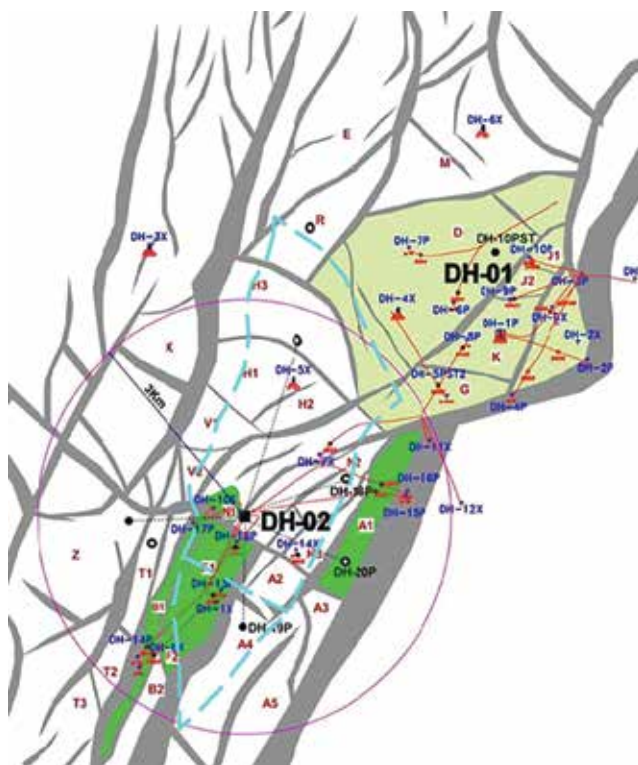
1. Giới thiệu

Đối tượng khai thác dầu chính của mỏ Đại Hùng là các lớp cát kết trầm tích lục nguyên Miocene dưới (hệ tầng Dừa) và các vỉa đá vôi Miocene giữa (hệ tầng Thông - Măng Cầu).

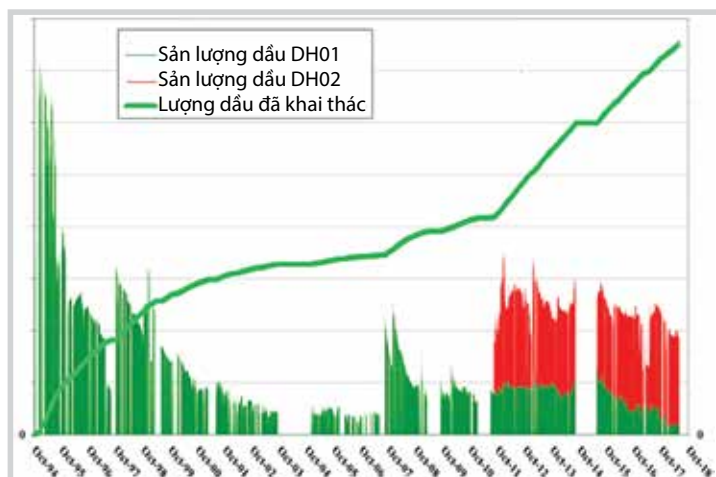
Quá trình khai thác thử ở mỏ Đại Hùng được bắt đầu vào năm 1994 với 12 giếng khai thác ở các khối L, K và D kết nối tới giàn bán chìm DH-01 trong khu vực khai thác sớm (EPS). Đến tháng 7/1995, do năng lượng vỉa ở khối L suy giảm mạnh nên giếng DH-2P được chuyển thành giếng bơm ép nước gia tăng sản lượng khai thác giếng DH-3P và DH-4P. Tháng 12/2002, giếng DH-2P ngừng bơm ép nước vì cho rằng do vỉa có độ thấm tốt nên nước bơm ép ảnh hưởng trực tiếp tới các giếng khoan trên. Đến tháng 4/2003, giếng DH-4P tiến hành bơm ép nước vì hiện tượng suy giảm áp suất nhanh ở trên khối L. Trong năm 2007, PVEP đã đưa thêm 5 giếng của khu vực EPS vào khai thác. Năm 2011, các khối phía Nam mới được đưa vào khai thác từ giàn cố định DH-02. Như vậy, mỏ Đại Hùng trong quá trình khai thác chỉ có duy nhất khối L được áp dụng bơm ép bởi các giếng DH-2P và DH-4P.

Biểu đồ sản lượng khai thác của DH-01 đến thời điểm hiện tại cho thấy lưu lượng dầu và áp suất vỉa của các khối đã giảm nhanh do bị giới hạn độc lập bởi các hệ thống đứt gãy kín. Tại khu vực phía Nam mỏ Đại Hùng, sản lượng

khai thác của các giếng thuộc giàn DH-02 duy trì khá ổn định. Trong đó, có một số giếng thuộc các khối có động thái tốt hơn dự kiến và khai thác lưu lượng có kiểm soát, một số giếng đang có động thái áp suất vỉa giảm do tính



Hình 1. Sơ đồ các khối trên diện tích mỏ Đại Hùng



Hình 2. Biểu đồ sản lượng khai thác dầu mỏ Đại Hùng

chất địa chất phức tạp, sự cố về hoàn thiện giếng, xuất hiện các đứt gãy nội khối phân tách làm giảm sự liên thông khu vực.

Kết quả tính trữ lượng, dầu và khí khai thác thuộc khu vực khai thác sớm của mỏ Đại Hùng của từng khối khác nhau cho thấy hệ số thu hồi đến thời điểm hiện tại thay đổi từ 6 - 21% tùy thuộc vào số lượng giếng khai thác và đặc tính chứa dầu của từng khối. Đối với khối L là khối mà vỉa chứa có đặc điểm chứa tốt và cũng đã đưa vào bơm ép nước để duy trì năng lượng vỉa, có mật độ giếng khai thác khoảng 1km²/giếng, nhưng khả năng tiếp tục gia tăng hệ số thu hồi rất hạn chế. Tầng chứa trong đá vôi còn tiềm ẩn rủi ro tính chất phân bố, một số vỉa có xuất hiện tầng nước đáy, lưu lượng khai thác sẽ giảm khi nước xuất hiện cũng như không có trợ giúp của bơm ép hay gaslift trong khi khai thác. Hệ số thu hồi tính đến thời điểm hiện tại từ 2% đến dưới 10% tùy thuộc vào số giếng và thời gian khai thác. Khu vực mỏ có nhiều tầng sản phẩm có tính chất chứa rất tốt, nhưng các giếng được khai thác ở chế độ tổng hợp các vỉa nên khó có thể đạt chế độ khai thác tối ưu do hiện tượng chảy giữa các tầng (cross flow) và khi bị ngập nước một vỉa dễ dẫn đến hiện tượng dừng khai thác do áp suất vỉa xuống thấp.

2. Đặc trưng vỉa chứa

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu số liệu các giếng thăm dò, thăm lượng và khai thác, phân bố của các tầng sản phẩm dầu khí theo khu vực đã được xác định, phân chia và liên kết chi tiết. Theo phương bình đồ, mỏ được chia làm 4 khu vực phát triển mỏ với các đặc tính địa chất và thủy động lực học khác nhau: Khai thác sớm (phía Bắc), Trung tâm (Yên Ngựa), phía Nam và đá vôi cánh sụt phía Đông. Theo phương mặt cắt, dầu được phát hiện trong trầm tích Miocene và móng granite nứt nẻ, nhưng chỉ có tầng Miocene cho dòng dầu thương mại.

Mỏ nằm ở rìa Tây Nam của đới nâng Măng Cầu, được hình thành do quá trình hoạt động của các hệ thống đứt gãy và nghịch đảo kiến tạo trong thời kỳ Miocene, vì vậy cấu trúc địa

chất mỏ có dạng khối, vòm với nhiều đứt gãy. Hệ thống đứt gãy được hình thành sau trầm tích nên các vỉa chứa đều bị chia cắt thành nhiều khối nhỏ khác nhau và không liên thông thủy động lực học nên ảnh hưởng rất lớn đến hệ số thu hồi dầu. Các đứt gãy này có vai trò rất quan trọng trong công tác thiết kế lựa chọn vị trí giếng đơn dày nhằm hoàn thiện mạng lưới giếng khai thác - bơm ép để phục vụ tốt cho sơ đồ triển khai các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Trầm tích ở giai đoạn này thuộc tướng biển gần bờ, mặc dù có trầm tích đá vôi nhưng trầm tích lục nguyên chiếm ưu thế. Thành phần chủ yếu là các lớp cát, bột, sét kết, đá vôi vụn và sét vôi thành tạo trong môi trường vũng vịnh đến biển nông ven bờ... phân bố rộng rãi ở phía Nam và mỏng dần về phía Bắc của mỏ.

Nhìn chung, các tập cát chứa trong trầm tích Miocene dưới (hệ tầng Dừa) được thành tạo trong môi trường đồng bằng bồi tích sông, đồng bằng thủy triều, xen kẽ vũng vịnh nước nông, ven biển. Hướng vận chuyển vật liệu trầm tích chủ yếu từ phía Bắc và phía Tây, liên quan tới đới nâng Côn Sơn. Đá vôi ám tiêu san hô trong trầm tích Miocene giữa (hệ tầng Thông - Măng Cầu) thành tạo trên các khối nâng cao.

Phủ trực tiếp lên móng granite là các trầm tích lục nguyên hạt thô và hạt mịn xen kẽ sét, bột kết, độ hạt giảm dần về phía trên. Nóc của tập trầm tích này được đánh dấu bởi tập than (H150) nên ranh giới này còn được gọi là "coal marker". Tập than này phân bố rộng ở khu vực Trung tâm và phía Nam của mỏ, mỏng dần về phía Tây Bắc và dễ dàng được nhận biết trên tài liệu địa vật lý giếng khoan. Trầm tích từ móng đến H150 gồm cát kết đa khoáng, sét, bột kết. Cát kết có độ hạt từ thô đến mịn, độ rỗng, độ thấm thấp do độ chọn lọc kém. Chiều dày trầm tích tập này mỏng dần ở các khối R, D, J và vắng mặt trên khối M, chiều dày lớn nhất là 220m tại khu vực khối A và L chứng tỏ địa hình móng cổ có xu hướng nghiêng dần về phía Đông Nam. Môi trường lắng đọng trầm tích của tập này từ môi trường lục địa ở phần dưới, chuyển dần lên phía trên là môi trường chuyển tiếp - ven biển, ảnh hưởng thủy triều.

Đặc điểm đáng chú ý của tập trầm tích gồm các tập cát chứa sản phẩm chính của mỏ. Thành phần các trầm tích lục nguyên bao gồm cát kết đa khoáng, bột kết, sét và than phân lớp nằm ngang, lượn sóng

và xiên chéo. Cát kết hạt nhỏ đến trung, có thành phần chủ yếu là thạch anh, feldspar/và một phần nhỏ mảnh đá được gắn kết bởi xi măng carbonate và xi măng sét. Nhìn chung, hạt vụn có độ lựa chọn và mài tròn tốt, bán góc cạnh đến bán tròn cạnh. Sét bột kết có màu xám sẫm đến xám nhạt, phân lớp mỏng chứa khoáng vật glauconite, siderite và hóa thạch biển. Chiều dày trầm tích H150 - H100 thay đổi trong khoảng 250m đến hơn 500m, chiều dày trầm tích có xu hướng lớn dần về phía Tây, Tây Nam. Trầm tích tập này được thành tạo trong môi trường đồng bằng ngập lụt đến vũng vịnh ven biển. Dựa vào đặc tính chứa và sự phân bố, tập này được chia thành 5 tầng chứa chính từ tập cát số 1 (H100 - H115) đến tập cát số 5 (H145 - H150).

Bậc cấu trúc Miocene giữa tương ứng với thời kỳ nghịch đảo kiến tạo, bóc mòn và lún chìm nhiệt nên bản đồ cấu tạo vẽ cho đỉnh tầng đá vôi tuổi Miocene giữa tương ứng với mặt phản xạ địa chấn H30 có bình đồ cấu trúc khá bình ổn, hình thái dạng vòm đã biến mất, chỉ còn lại 2 đỉnh ở khối phía Bắc và Nam và đó cũng là nơi đủ điều kiện để các tập chứa đá vôi ám tiêu phát triển. Hình thái bề mặt tầng H30 là một đơn nghiêng, chìm dần về phía Đông với mũi nhọn ở khu vực khối L. Sự nhảy bậc địa hình cũng được tạo ra do các đứt gãy F6 và F3 tiếp tục hoạt động. Hoạt động kiến tạo khá bình ổn, kết hợp với quá trình biến tiến dần từ phía Đông sang phía Tây, từ phía Nam lên phía Bắc đã tạo điều kiện hình thành các tập đá vôi thềm có diện tích và chiều dày đáng kể.

Trầm tích Miocene giữa của bậc cấu trúc này chủ yếu là trầm tích đá vôi dạng ám tiêu và đá vôi thềm xen kẽ các trầm tích lục nguyên mịn chứa vôi, còn Miocene trên được thành tạo chủ yếu bởi các trầm tích lục nguyên mịn và sét chứa vôi trong môi trường biển nông đến biển sâu.

3. Đánh giá lựa chọn các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho mỏ Đại Hùng

Các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu được phân tích đánh giá sơ bộ với mục tiêu xác định tính tương thích

đối với đặc tính vỉa chứa, đồng thời đưa ra các yếu tố ảnh hưởng đến hệ số thu hồi. Hiện nay, việc đánh giá khả năng áp dụng các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu thường sử dụng phần mềm máy tính trên cơ sở tổng hợp các tiêu chí lựa chọn do Taber đề xuất với các đánh giá thông số của chất lưu: tỷ trọng, độ nhớt và thành phần dầu và các đặc trưng địa chất của vỉa chứa: loại vỉa, chiều dày, độ thấm, chiều sâu, nhiệt độ và bão hòa dầu/nước. Sau đó, các giải pháp phù hợp sẽ được xác định và thiết lập mô hình mô phỏng khai thác để đánh giá tiềm năng thu hồi dầu theo các phương án giả định. Hiệu quả của các phương pháp lại chịu ảnh hưởng rất lớn từ hệ quả của quá trình khai thác sơ cấp hoặc thứ cấp và mức độ hiểu biết về động thái khai thác dầu của chính vỉa chứa đó.

Trên cơ sở kinh nghiệm khai thác của các khối thuộc khu vực khai thác sớm của mỏ Đại Hùng và các mỏ đang khai thác dầu trong trầm tích lục nguyên tầng Miocene ở thềm lục địa Việt Nam như mỏ Ruby là 21%, mỏ Rạng Đông là 23% cho trữ lượng dầu cấp 2P, có thể dự kiến hệ số thu hồi dầu cuối cùng của mỏ Đại Hùng từ 10 - 22% tùy từng khối.

Ngay trong giai đoạn thăm dò, lưu chất đã được thu thập từ các hoạt động thử vỉa và khảo sát giếng. Các mẫu dầu khí được phân tích bởi nhiều phòng thí nghiệm cho thấy đặc tính dầu khác nhau giữa các vỉa trong cùng khối, thậm chí khác hẳn nhau đối với cùng vỉa ở các khối khác nhau (Bảng 1). Các vỉa khí condensate cũng đã được khẳng định bởi mẫu DST tại vỉa sand-0 trong các giếng 5X và 10X với hệ số condensate - khí trong khoảng 42 - 55 thùng/triệu ft³.

Độ thấm tương đối của các pha dầu khí và nước đã được đo đạc trong phòng thí nghiệm ở điều kiện áp suất, nhiệt độ vỉa. Qua đó đã xác định được 5 đơn vị dòng chảy đại diện cho tương tác đá chứa - chất lưu với bão hòa nước ban đầu từ 16 - 38% và bão hòa dầu tàn dư trong khoảng 27 - 35%.

Bảng 1. Tính chất cơ bản dầu vỉa ban đầu của mỏ Đại Hùng

Giếng	Tập vỉa	Áp suất (psia)	Nhiệt độ (°F)	Tỷ trọng (°API)	Áp suất bão hòa (psia)	Khí hòa tan (scf/stb)	Hệ số thành hệ (rb/stb)	Độ nhớt (cP)
DH-4X (khối D)	Sand-3	4.322	250	38,8	4.295	1.226	1,834	0,481
	Sand-2	4.076	247	39,7	3.145	759	1,499	0,543
	Sand-1	3.898	246	30,9	3.500	585	1,448	0,57
DH-2X (khối L)	Sand-6	4.293	221	28,4	2.466	430	1,32	1,013
	Sand-4&5	4.134	217	29,6	3.539	649	1,378	0,645
	Sand-3&4	4.032	222	30,1	2.713	501	1,268	0,852
	Sand-2&3	3.699	214	26,2	2.263	400	1,279	1,365
	Sand-1	3.554	217	23,6	2.430	438	1,264	1,541
DH-1P (khối K)	Sand-6	4.598	256	31,3	3.290	600	1,389	0,719
	Sand-2	3.815	230	28,3	3.262	668	1,41	0,638

Bảng 2. Đặc tính công nghệ các vỉa cát kết thuộc khối L

Thông số	Đơn vị	Sand-0	Sand-1	Sand-2	Sand-3	Sand-4	Sand-5	Sand-6
Vĩa chứa								
Thạch học		Cát kết						
Chiều sâu nóc vĩa	mTVD	2.085	2.117	2.165	2.207	2.282	2.355	2.429
Chiều dày	m	32,07	47,03	42,61	75,34	72,31	74,58	160,74
Trữ lượng OOIP	Triệu thùng	1,31	9,17	21,88	11,23	3,14	18,57	17,49
Tỷ lệ cát		0,225	0,657		0,786	0,238	0,217	0,469
Độ thấm ngang (khoảng, trung bình)	mD	0,1 - 300, 20	0,1 - 800,	0,2 - 900, 100	0,1 - 300, 10	0,1 - 300, 5	0,1 - 600, 10	0,1 - 300, 10
Độ rỗng (range, mean)	%	15 - 24	13 - 20	> 25	13 - 28	13 - 18	14 - 20	13 - 18
Bão hòa dầu tàn dư (range, mean)	%	25	25	25	25	25	25	25
Bão hòa nước ban đầu (range, mean)	%	71,28	56,82	35,58	79,56	74,51	20 - 80	20 - 80
Hệ số thu hồi dầu hiện tại	%	21,2						
Chất lưu vĩa								
Áp suất	psia		3.554		3.699	4.032	4.134	4.293
Độ nhớt dầu	cp		1,541		1,365	0,852	0,645	1,013
Khoáng hóa nước	ppm	24.026	24.026	24.026	24.026	24.026	24.026	24.026
Tỷ trọng dầu	°API		23,6		26,2	30,1	29,6	28,4

Tính chất vỉa	Nitrogen	Hydrocarbon	Carbonic	Khí không trộn lẫn	Hóa phẩm ASP	Polymer	Đốt tại chỗ	Hơi nóng
Tỷ trọng dầu °API (ngưỡng chuẩn/trung bình)	> 35 48	> 23 41	> 22 36	> 12	> 20 35	>15. <40	> 10 16	> 8 - 13,5 13,5
Độ nhớt dầu (cP) (ngưỡng chuẩn/trung bình)	< 0,4 0,2	< 3 0,5	< 10 1,5	< 600	< 35 13	>10. <150	< 5.000 1.200	< 200.000 4.700
Thành phần (%)	Hàm lượng C ₁ - C ₇ cao	Hàm lượng C ₂ - C ₇ cao	Hàm lượng C ₅ - C ₁₂ cao	Không ảnh hưởng	Nhẹ và trung bình. Một vài acid hữu cơ đối với dung dịch kiềm	Không ảnh hưởng	Một vài thành phần thuộc asphaltic	Không ảnh hưởng
Bão hòa dầu (ngưỡng chuẩn/trung bình)	> 0,40 0,75	> 0,30 0,80	> 0,20 0,55	> 0,35 0,70	> 0,35 0,53	> 0,70 0,80	> 0,50 0,72	> 0,40 0,66
Loại vỉa chứa	Cát kết hoặc đá vôi	Cát kết hoặc đá vôi	Cát kết hoặc đá vôi	Không ảnh hưởng	Ưu tiên cát kết	Ưu tiên cát kết	Cát kết có độ rỗng cao	Cát kết có độ rỗng cao
Chiều dày vỉa (ft)	Mỏng hoặc nghiêng lớn	Mỏng hoặc nghiêng lớn	Dài rộng	Không ảnh hưởng nếu vỉa nghiêng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	> 10ft	> 20ft
Độ thấm trung bình (mD) (ngưỡng chuẩn/trung bình)	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	> 10mD 450mD	> 10mD 800mD	> 50mD	> 200mD
Chiều sâu vỉa (ft) (ngưỡng chuẩn/ trung bình)	> 6.000	> 4.000	> 2.500	> 1.800	< 9.000 3.250	< 9.000	< 11.500 3.500	< 4.500
Nhiệt độ (°F)	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	< 200	< 200	> 100	Không ảnh hưởng

Hình 3. Kết quả đánh giá tương thích của các giải pháp EOR cho tập vỉa sand-2 & sand-3 khối L (màu trắng: không hoặc ít chịu ảnh hưởng; màu xanh nhạt: có thể có hiệu quả; màu xanh đậm: hiệu quả tốt; màu đỏ: không phù hợp để triển khai)

Các vỉa cát kết Miocene dưới mỏ Đại Hùng đã được nghiên cứu tổng hợp một cách hệ thống các đặc tính địa chất, địa vật lý từ giai đoạn thăm dò cho đến khai thác.

Trên cơ sở tổng hợp số liệu phân tích và minh giải tài liệu công nghệ mỏ để làm số liệu đầu vào cho đánh giá các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đối với mỗi khối.

Tính chất vỉa	Nitrogen	Hydrocarbon	Carbonic	Khí không trộn	Hóa phẩm ASP	Polymer	Đốt tại chỗ	Hơi nóng
Tỷ trọng dầu °API (ngưỡng chuẩn/trung bình)	> 35 48	> 23 41	> 22 36	> 12	> 20 35	> 15. < 40	> 10 16	> 8 - 13,5 13,5
Độ nhớt dầu (cP) (ngưỡng chuẩn/ trung bình)	< 0,4 0,2	< 3 0,5	< 10 1,5	< 600	< 35 13	>10. <150	< 5.000 1.200	< 200.000 4.700
Thành phần (%)	Hàm lượng C ₁ - C ₇ cao	Hàm lượng C ₂ - C ₇ cao	Hàm lượng C ₅ - C ₁₂ cao	Không ảnh hưởng	Nhẹ và trung bình. Một vài acid hữu cơ đối với dung dịch kiềm	Không ảnh hưởng	Một vài thành phần thuộc asphaltic	Không ảnh hưởng
Bão hòa dầu (ngưỡng chuẩn/trung bình)	> 0,40 0,75	> 0,30 0,80	> 0,20 0,55	> 0,35 0,70	> 0,35 0,53	> 0,70 0,80	> 0,50 0,72	> 0,40 0,66
Loại vỉa chứa	Cát kết hoặc đá vôi	Cát kết hoặc đá vôi	Cát kết hoặc đá vôi	Không ảnh hưởng	Ưu tiên cát kết	Ưu tiên cát kết	Cát kết có độ rỗng cao	Cát kết có độ rỗng cao
Chiều dày vỉa (ft)	Mỏng hoặc nghiêng lớn	Mỏng hoặc nghiêng lớn	Dài rộng	Không ảnh hưởng nếu vỉa nghiêng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	> 10ft	> 20ft
Độ thấm trung bình (mD) (ngưỡng chuẩn/trung bình)	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	> 10mD 450mD	> 10mD 800mD	> 50mD	> 200mD
Chiều sâu vỉa (ft) (ngưỡng chuẩn/trung bình)	> 6.000	> 4.000	> 2.500	> 1.800	< 9.000 3.250	< 9.000	< 11.500 3.500	< 4.500
Nhiệt độ (°F)	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	< 200	< 200	> 100	Không ảnh hưởng

Hình 4. Kết quả đánh giá tương thích của các giải pháp EOR với khối K (màu trắng: không hoặc ít chịu ảnh hưởng; màu xanh nhạt: có thể có hiệu quả; màu xanh đậm: hiệu quả tốt; màu đỏ: không phù hợp để triển khai)

Bảng 2 liệt kê đặc tính công nghệ của vỉa cát kết khối L để sử dụng cho các thông số đầu vào trong đánh giá chi tiết cho từng vỉa từ sand-0 đến sand-6. Hình 3 thể hiện kết quả cụ thể đánh giá mức độ tương thích khi áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đối với vỉa sand-2 và 3 đại diện đặc tính thấm chứa và chất lưu cho cả khối.

Kết quả đánh giá chung cho toàn khối K cũng như chi tiết cho từng tập vỉa đều cho thấy ngoài sử dụng khí nitrogen, các giải pháp bơm ép khí tương thích cao với vỉa chứa trầm tích lục nguyên ở các khối tại mỏ Đại Hùng. Việc áp dụng các giải pháp hóa học gặp nhiều khó khăn như: độ thấm nhỏ, nhiệt độ vỉa cao hoặc bão hòa dầu thấp. Tuy nhiên, ở ngưỡng 200°F tương đối sát với nhiệt độ vỉa nên cần có những đánh giá chi tiết hơn khi phối hợp các giải pháp hoặc tìm kiếm các phụ gia chịu nhiệt cho dung dịch bơm ép.

Đặc biệt, tính chất như tỷ trọng và độ nhớt của dầu mỏ Đại Hùng rất phù hợp với giải pháp bơm ép khí ở điều kiện không trộn lẫn, khác biệt hẳn so với đặc tính dầu ở bể Cửu Long. Lợi thế của giải pháp bơm ép khí còn rõ ràng hơn khi năng lượng của các vỉa đã giảm mạnh trong thời gian dài khai thác.

4. Các yếu tố ảnh hưởng đến hệ số thu hồi dầu

Trong lĩnh vực nâng cao hệ số thu hồi dầu, công nghệ và kỹ thuật được nghiên cứu áp dụng nhằm đạt hệ số thu hồi dầu cao theo công thức (1), theo phương diện toán học là kết quả tích hợp chập của hiệu suất đẩy dầu và hệ số quét:

$$HSTHD = (E_v \times E_a) \times (1 - \frac{S_{or}}{S_{oi}}) \quad (1)$$

Trong đó:

HSTHD: Hệ số thu hồi dầu;

E_v, E_a : Hệ số quét theo chiều sâu và hệ số quét theo diện;

S_{or}, S_{oi} : Bão hòa dầu tàn dư và bão hòa dầu ban đầu.

4.1. Hiệu suất đẩy dầu

Hiệu suất đẩy dầu phụ thuộc vào khả năng làm giảm giá trị bão hòa dầu tàn dư trên cơ sở bão hòa dầu ban đầu trong vỉa. Dầu được chứa trong hệ thống lỗ rỗng với phân bố bão hòa phụ thuộc vào tương tác của đá chứa với chất lưu thể hiện qua tính dính ướt và hiện tượng mao dẫn. Quá trình làm tăng hiệu suất đẩy tức là làm giảm sức căng bề mặt theo công thức:

$$P_c = \frac{2 \times \sigma \times \cos(\theta)}{r} \quad (2)$$

Trong đó:

P_c : Áp suất mao dẫn;

σ : Sức căng bề mặt;

θ : Góc dính ướt;

r : Bán kính lỗ rỗng.

Sức căng bề mặt giữa dầu và nước có thể được làm giảm bởi các chất hoạt tính bề mặt có trong nước bơm ép. Hoặc cũng có thể làm thay đổi tính dính ướt của đá bằng cách bơm các chất hóa học như sodium carbonate (Na_2CO_3). Sức căng bề mặt giữa dầu và nước có thể được khử gần như hoàn toàn bằng các biện pháp: bơm ép các chất hoạt tính bề mặt như LPG và các chất thuộc nhóm rượu mà có thể trộn lẫn vào dầu; bơm ép các dung dịch thể Micellar; bơm ép khí như khí tự nhiên, CO_2 , N_2 trong điều kiện có thể trộn lẫn với dầu nhằm tạo trao đổi khối lượng giữa các pha dầu và khí trong vỉa chứa.

4.2. Hệ số quét

Hệ số quét được đặc trưng bởi tính bất đồng nhất của đặc tính vỉa và chia làm 2 thành phần: hệ số quét theo diện (E_d) và hệ số quét theo chiều sâu (E_v).

Bao quét theo diện liên quan trực tiếp đến hình thái vỉa, sơ đồ giếng khoan và tỷ số độ linh động của chất lưu tham gia dòng chảy trong vỉa.

Tỷ số độ linh động (M) được giảm thiểu theo công thức:

$$M = \frac{K_{inj} \times \mu_o}{\mu_{inj} \times K_o} \quad (3)$$

Trong đó:

K_{inj} , K_o : Độ thấm pha dung dịch đẩy, độ thấm pha dầu;

μ_o , μ_{inj} : Độ nhớt dầu, độ nhớt dung dịch đẩy.

Tỷ số độ linh động M thể hiện mức độ lan tỏa đồng đều từ giếng bơm ép sang giếng khai thác của ranh giới tiếp xúc pha dầu và nước. Hiện tượng tạo hình răng lược dễ dàng hình thành khi giá trị M càng lớn. Do đó, tỷ số thường được

Bất đồng nhất theo phương thẳng đứng	Bất đồng nhất theo phương ngang		
	Thấp	Trung bình	Cao
	Đồng bằng ảnh hưởng sóng (Wave-dominated delta) Đê/bờ cát (Barrier core) Đê cát chắn trước bờ (Barrier shore face sand) Bãi bồi giàu cát (Rich sand plain)	Doi cát cửa sông (Delta front mouth bar) Bãi bồi trước đồng bằng (Proximal delta front) Trầm tích ảnh hưởng thủy triều (Tidal deposits) Trầm tích sét bờ sông (Mud-rich strand plain)	Dải sông uốn khúc ¹ (Meander belt) Đồng bằng ảnh hưởng sông ¹ (Fluvially dominated delta) Trầm tích trong đê/sau bờ ¹ (Back barrier)
	Trầm tích do gió (Aeolian) Đồng bằng biến đổi bởi sóng biển - khu vực xa bờ (Wave-modified delta-distal)	Doi cát rìa thềm (Shelf bars) Quạt phù sa (Alluvial fans) Đồng bằng tam giác châu (Fan delta) Trầm tích đầm hồ (Lacustrine delta) Đồng bằng khu vực xa bờ (Distal delta front) Đồng bằng biến đổi bởi sóng biển - khu vực gần bờ (Wave-modified delta-proximal)	Dòng chảy bên, nhiều dòng đan xen (Braided stream) Đồng bằng ảnh hưởng thủy triều (Tide-dominated delta)
Cao	Trầm tích chảy rối đáy biển (Basin flooring turbidites)	Trầm tích hạt thô dải sông uốn khúc (Coarse-grained meander belt) Đồng bằng nhiều dòng chảy đan xen (Braid delta)	Dải sông uốn khúc ² (Meander belt) Đồng bằng ảnh hưởng sông ² (Fluvially dominated delta) Trầm tích trong đê/sau bờ ² (Back barrier) Trầm tích hạt mịn đai uốn khúc (Fine-grained meander belt) Quạt đáy bể (Submarine fans)

¹Thân cát đơn; ²Hệ tập cát xếp chồng

Hình 5. Ma trận xác định mức độ bất đồng nhất và vùng phân bố cát kết mở Đại Hùng từ trung bình đến cao theo cả diện và chiều sâu [4]

Bất đồng nhất theo phương thẳng đứng		Mức độ bất đồng nhất theo diện		
		Các giải pháp	Thấp	Cao
	Thấp	Hiệu suất thu hồi dầu	Tổng thu hồi dầu rất cao	Thấp
		Đặc trưng thu hồi dầu		Vỉa phân khối độc lập, dầu bị bẫy lại
		Chiến lược thu hồi dầu hợp lý	Các dự án EOR	Khoan đan dày
	Cao	Hiệu suất thu hồi dầu	Thấp	Rất thấp
		Đặc trưng thu hồi dầu	Dầu di động bị bẫy lại nhiều	Dầu bị bẫy lại hoặc chưa tham gia vào cơ chế khai thác
		Chiến lược thu hồi dầu hợp lý	Hiệu chỉnh sơ đồ giếng phát triển, bắn vỉa thêm, sửa chữa giếng	Khoan đan dày, tối ưu chế độ bơm ép nước; sửa chữa giếng, bắn thêm vỉa

Hình 6. Đặc tính thu hồi dầu và các giải pháp IOR phù hợp [4]

kiểm soát bởi khả năng điều chỉnh hợp lý giá trị độ nhớt của các pha trong điều kiện vỉa để giá trị M xấp xỉ 1.

Các vỉa cát kết mỏ Đại Hùng có tỷ số độ linh động M vào khoảng 2 - 5. Do mức độ chênh lệch độ linh động không lớn giữa dầu và nước bơm ép, hiện tượng rằng lược có khả năng xảy ra nhưng mức độ nhỏ và gây ảnh hưởng đến hệ số thu hồi dầu. Để tăng sản lượng khai thác dầu, hệ số này cần được giảm bằng cách giảm độ linh động của dung dịch nước bơm ép hoặc tăng độ linh động của pha dầu. Hệ số quét thẳng đứng kiểm soát bởi yếu tố phân lớp, sự chênh lệch tính chất thấm chứa giữa các lớp theo mặt cắt địa chất.

4.3. Kinh nghiệm triển khai các dự án cải thiện hệ số thu hồi dầu

Theo kết quả nghiên cứu về mối liên quan giữa tính bất đồng nhất vỉa chứa đối với hệ số thu hồi dầu, các tác giả Tyler và Finley đánh giá sự phân bố không đồng đều các thân cát cùng với đặc tính thấm chứa và phân loại mức độ bất đồng nhất theo diện và theo chiều sâu đối với đặc điểm của hệ thống trầm tích (Hình 5). Đồng thời, nhóm tác giả phân tích lượng dầu bị bỏ lại do hệ số quét thấp ở mức độ bất đồng nhất cao của vỉa cũng như đề xuất chiến lược thích hợp để gia tăng hệ số thu hồi phần dầu linh động: khoan đan dày, điều chỉnh sơ đồ giếng, thiết kế tối ưu hoàn thiện giếng (Hình 6).

Ngoài ra, sự tồn tại trong lát cắt của địa chất những đứt gãy kiến tạo - kết quả của hoạt động kiến tạo trong lịch sử phát triển địa chất của vùng mỏ, đóng vai trò màn chắn cách ly thủy động học các chất lưu. Như vậy, yếu tố đứt gãy phân khối cùng với các màn chắn thạch học từ kết quả của các điều kiện môi trường trầm tích đã phá vỡ tính đẳng hướng của các tính chất di dưỡng của các vỉa cát kết.

Đối tượng cát kết Miocene dưới mỏ Đại Hùng gồm 7 vỉa với tương cát lòng sông trong môi trường trầm tích châu thổ ven biển. Trong đó, các vỉa chính gồm sand-2, sand-5 và sand-6 chiếm phần lớn lượng dầu, vỉa sand-3 có lượng dầu tại chỗ ở mức trung bình nhưng có tính chất vỉa tốt. Các khoảng vỉa cho dòng lớn xen kẽ nhau, đặc biệt là khoảng sand-2 và sand-3 có độ thấm lớn nhất (trung bình 100mD), vỉa sand-4 có độ thấm thấp nhất, trung bình khoảng 5mD. Các khoảng vỉa có độ thấm lớn tập trung ở khoảng giữa sẽ dễ dàng tạo các đới xâm nhập nước sớm và vỉa sand-6 dưới cùng có tính chất vỉa tốt cũng dẫn nước nhanh tới giếng khai thác. Hệ số thu hồi dầu bị ảnh hưởng lớn do hệ số quét không cao khi áp dụng bơm ép nước hoặc dung dịch trong quá trình bơm ép chất lưu đẩy dầu.

4.4. Hiệu quả kinh tế

Các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đều đòi hỏi chi phí đầu tư ban đầu rất lớn, đồng thời phải kiểm soát chặt chẽ quá trình áp dụng. Trong khi đó, lượng dầu khai thác tăng thêm lại không lớn và thường kéo dài. Do vậy, các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu cần phải được nghiên cứu đánh giá chi tiết về kỹ thuật để có các dự báo chính xác, phục vụ cho công tác đánh giá hiệu quả kinh tế của các phương án. Các điều kiện vỉa ban đầu của dự án cũng cần phải đánh giá như bão hòa dầu còn lại sau bơm ép nước; địa tầng và chế độ thủy lực...

5. Các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi khả dụng với mỏ Đại Hùng

Hệ số thu hồi dầu hiện tại của mỏ Đại Hùng thấp, trung bình chỉ đạt 13% mặc dù tính chất vỉa chứa của mỏ thuộc loại tương đối tốt với độ rỗng 25% và độ thấm trung bình 50mD. Các nghiên cứu đánh giá tổng hợp địa chất mỏ và cơ chế khai thác cho thấy nguyên nhân chủ yếu do phần lớn lượng dầu được khai thác bởi cơ chế giảm áp tự nhiên, mới chỉ có các vỉa cát kết khối L được áp dụng bơm ép nước với hệ số thu hồi dầu đạt 22%. Quỹ giếng hoạt động không cao, đặc biệt vùng khai thác sớm chỉ còn duy nhất giếng 4X hoạt động thường xuyên và 2 giếng khai thác định kỳ. Nhiều giếng dừng do năng lượng yếu, không thể tự phun. Tại khu vực phía Nam có 12 giếng thuộc giàn DH-02 đang khai thác đồng thời các vỉa cát kết và đá vôi với lưu lượng tương đối ổn định.

Để duy trì sản lượng và gia tăng hiệu quả của các giếng khai thác, đã có một loạt các giải pháp kỹ thuật và công nghệ được nghiên cứu ứng dụng. Trong đó giải pháp sử dụng tối ưu quỹ giếng và bơm ép nước cho thấy tính hiệu quả và hoàn toàn phù hợp với điều kiện thực tế của mỏ. Biện pháp can thiệp giếng, quản lý khai thác đồng thời các vỉa và xử lý acid vùng cận đáy giếng được ứng dụng với kết quả tốt, tăng sản lượng khai thác và đảm bảo quỹ giếng hoạt động.

Do vỉa chứa có tính bất đồng nhất cao, bị phân mảnh thành các khối có diện tích không lớn và sơ đồ giếng khai thác còn chưa phân bố đến hết các khối nên nhiều diện tích vùng dầu còn chưa được đưa vào phát triển khai thác. Theo diện tích mỏ tồn tại 3 khối: D, K và L; cùng với đới tượng đá vôi mới có lượng dầu tại chỗ đủ lớn để có thể tính đến áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu mang lại hiệu quả kinh tế. Các khối còn lại có diện tích hẹp và lượng dầu tại chỗ quá nhỏ, cần có những nghiên cứu ứng dụng công nghệ khoan tiên tiến hoặc điều khiển giếng khai thác/bơm ép thông minh mới có thể bổ sung

Bảng 3. Gia tăng thu hồi dầu tiềm năng mỏ Đại Hùng

Đơn vị: Triệu thùng

Giải pháp Khối vỉa	Tự nhiên và giếng đơn dày	Tối ưu bơm ép nước	Khí - nước luân phiên	Bơm ép hóa chất	Nước khoáng hóa thấp
Khối D	7,5	4,2	3,32	4,35	
Khối K-J	1,5	3,2	4,12	5,3	
Khối L	0,7	1,8	2,8	4,2	
Khối G	1	2,5	0,8	1,1	
Đá vôi Trung tâm		2,6	1,3		2,23
Đá vôi phía Nam		3,3	0,9		1,99
Khối F	15,2				
Khối B	3,5				
Khối A	3,9				
Khối N	2,2				
Khối T	8,5				
Khối Z	9,1				

giếng khai thác nhằm tăng quỹ giếng cũng như tạo sơ đồ giếng phù hợp.

Trên cơ sở tích hợp kết quả đánh giá sơ bộ khả năng tương thích điều kiện vỉa và phân tích giới hạn áp dụng thành công của các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu theo mức độ bất đồng nhất, các giải pháp dự kiến đề xuất gồm:

- Khoan đơn dày: Vị trí các giếng đơn dày được phân tích đánh giá trên cơ sở mạng lưới các giếng hiện có tại mỏ cũng như phân tích động thái dòng chảy chất lưu trong quá trình thu hồi dầu nhằm hình thành sơ đồ tối ưu bơm ép - khai thác, tăng hệ số quét theo diện hoặc hạn chế tác động của các đới có độ thấm lớn.

- Bơm ép khí - nước luân phiên điều kiện không trộn lẫn: Quá trình khai thác thứ cấp bởi bơm ép nước thường bẫy lại nhiều đới dầu do đặc tính bất đồng nhất của vỉa, do khí có độ linh động cao hơn và luôn được coi là pha không dính ướt nên dễ dàng di chuyển vào các đới dầu còn dính lại để đẩy dầu (tăng hệ số quét) hoặc tiếp xúc với dầu/tương tác làm giảm độ nhớt của dầu. Mặc dù vậy, khí có thể gây ảnh hưởng đến tỷ số khí - dầu đối với các vỉa đã khai thác kiệt năng lượng. Bơm ép khí đã được triển khai cho cát kết Miocene dưới mỏ Rạng Đông với kết quả khả quan, đồng thời giải pháp này thích hợp cho nâng cao hệ số thu hồi dầu không những cho trầm tích và còn cho các vỉa nứt nẻ.

- Bơm ép hóa phẩm (Alkaline-Surfactant-Polymer): Công nghệ bơm ép hệ dung dịch phối hợp các hợp chất hóa học với các công dụng khác nhau đã được ứng dụng thành công ở nhiều mỏ và được giới thiệu là giải pháp phù hợp nhất đối với các vỉa có mức độ bất đồng nhất cao, năng lượng vỉa thấp và lượng dầu tàn dư trong vỉa còn cao. Mặc dù kết quả đánh giá sơ bộ không đạt yêu cầu tương thích với cát kết mỏ Đại Hùng do yếu tố nhiệt độ, nhưng thực tế mức độ vượt ngưỡng rất nhỏ nên giải pháp này vẫn được đưa vào phân tích.

- Bơm ép nước độ khoáng hóa thấp (áp dụng cho đối tượng đá vôi): Giải pháp bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp đã và đang được đánh giá thử nghiệm tại nhiều loại vỉa trong đó có đối tượng

đá vôi. Tác động chính của giải pháp là thay đổi tính dính ướt của đá sang dính ướt nước hoàn toàn và hỗ trợ tách phần dầu tàn dư khỏi thành mạch lỗ rỗng. Như vậy, hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi đạt được do tăng hiệu suất đẩy dầu trong các vùng đã được nước bơm ép di chuyển qua.

Trong các dự án phát triển mỏ và nâng cao hệ số thu hồi dầu, mô hình số luôn được sử dụng như một cơ sở dữ liệu tổng hợp của các tính chất vỉa chứa và chất lưu, cho phép đánh giá hiệu quả thu hồi dầu theo chiến lược và kỹ thuật áp dụng. Để xác định và đánh giá được hiệu quả của quá trình bơm ép chất lưu gia tăng thu hồi dầu mô hình mô phỏng khai thác được cập nhật số liệu và khớp lịch sử khai thác.

Kết quả mô phỏng (Bảng 3) cho thấy động thái khai thác bằng năng lượng tự nhiên phản ánh đúng với tính bất đồng nhất cao theo diện tích. Khối K-J và khối G gần như đã kết thúc giai đoạn khai thác sơ cấp và có hệ số thu hồi dầu đạt 15 - 17% thể hiện tính chất vỉa tốt, đồng thời khẳng định số lượng giếng hợp lý với trữ lượng trung bình mỗi giếng khoảng 2,2 triệu thùng. Khối L đã được áp dụng bơm ép nước cho giai đoạn thứ cấp, nhưng chỉ tăng hệ số thu hồi lên được khoảng 5% chứng tỏ sơ đồ giếng không hợp lý và có thể ảnh hưởng lớn đến mức độ gia tăng thu hồi dầu của các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu. Như vậy, các khối được thiết kế khai thác với số lượng giếng đầy đủ, đảm bảo diện tích bao trùm 1km²/giếng và vị trí phù hợp với sơ đồ bơm ép - khai thác sẽ là ưu tiên hàng đầu trong giai đoạn tiếp theo. Giải pháp bổ sung và đảm bảo quỹ giếng áp dụng tốt cho các khối với lượng dầu tăng thêm đáng kể (3 - 12%) do cải thiện mật độ giếng, đồng thời làm tiền đề cho tối ưu bơm ép nước cũng như tạo sơ đồ giếng cho các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Giải pháp tối ưu bơm ép nước ở giai đoạn khai thác thứ cấp với mục đích tăng áp suất vỉa cũng như tăng hệ số quét giúp tăng hệ số thu hồi dầu trung bình từ 4 - 8% cho cả đối tượng cát kết và đá vôi. Do áp suất vỉa giảm mạnh sau giai đoạn khai thác dài và sơ đồ giếng chưa được tối ưu, các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu dự kiến áp dụng sau giai đoạn khai thác thứ cấp bằng bơm ép nước từ mô hình mô phỏng cho thấy hiệu quả không cao.

6. Kết luận

Nghiên cứu đánh giá khả năng áp dụng và dự báo tiềm năng các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu đối với vỉa cát kết và đá vôi mỏ Đại Hùng trên cơ sở kết hợp ứng dụng tiêu chí và phân tích chi tiết tính bất đồng nhất đặc tính vỉa cho phép xác định một cách nhanh chóng chiến lược gia tăng hệ số thu hồi có định hướng chương trình nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Kết quả nghiên cứu được tổng hợp như sau:

Đặc tính vỉa chứa cát kết và đá vôi mỏ Đại Hùng thuộc loại trung bình đến tốt. Mức độ bất đồng nhất trên quy mô toàn vỉa cát kết rất cao do màn chắn thạch học hình thành trong môi trường trầm tích và mức độ phân khối mạnh từ hệ thống đứt gãy kiến tạo.

Cơ chế thu hồi dầu mỏ Đại Hùng gồm giãn áp tự nhiên, mới chỉ có khối L đã được áp dụng giải pháp bơm ép nước trong giai đoạn khai thác thứ cấp, nhưng hệ số thu hồi dầu trung bình toàn mỏ chỉ đạt khoảng 13%. Lượng dầu còn lại trong vỉa còn nhiều và là tiềm năng cho các giải pháp gia tăng sản lượng và hệ số thu hồi dầu trong giai đoạn tiếp theo.

Kết quả phân tích tổng hợp đặc tính khai thác từng khối và mô hình mô phỏng cho thấy giải pháp đảm bảo

quỹ giếng và tối ưu sơ đồ khai thác - bơm ép có hiệu quả cao nhất cho cả 2 đối tượng cát kết và đá vôi với gia tăng hệ số thu hồi thêm 6,2%. Hai nhóm giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu có tính tương thích với đặc tính vỉa cát kết Miocene dưới mỏ Đại Hùng gồm: bơm ép khí và bơm ép hóa chất tổ hợp ASP tương ứng với hệ số thu hồi tăng 3,1% và 4,2% sau giai đoạn thứ cấp. Đối với vỉa đá vôi, dự báo hệ số thu hồi dầu tăng 4,74% khi ứng dụng giải pháp bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp. Giải pháp bơm khí nước luân phiên được dự báo có hiệu quả thấp do ảnh hưởng của đặc tính nứt nẻ trong vỉa đá vôi.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyen Hai An. *Reservoir assessment and screening of EOR for Dai Hung field*. Petrovietnam Journal. 2018; 6: p. 85.
2. Nguyen Hai An, Nguyen Hoang Duc. *Provision of enhancement screening of oil recovery for Dai Hung field, Block 05-1a, offshore Vietnam*. PVEP. 2014.
3. J.J.Taber, F.D.Martin, R.S.Seright. *EOR screening criteria revisited - Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects*. SPE Reservoir Engineering. 1997; 12(3).
4. Noel Tyler, Robert J.Finley. *Arthitectural controls on the recovery of hydrocarbons from sandstone reservoirs*. 1991.

ASSESSMENT OF IMPROVED OIL RECOVERY POTENTIAL OF DAI HUNG OIL FIELD

Nguyen Hai An

Petrovietnam Exploration and Production Corporation
Email: annh1@pvep.com.vn

Summary

Since the 1990s, over 30 wells have been drilled in Dai Hung field (Block 05-1a, Nam Con Son basin), resulting in oil discoveries and oil production from clastic and carbonate reservoirs. Most of the clastic reservoirs are producing with natural depletion mechanism, except for the reservoir of Block L, where water injection has been applied. Although the reservoir characteristics of Dai Hung field are quite good with average porosity and permeability of around 25% and 50mD respectively, the average recovery factor of the field is quite low, only 13%.

Production performance of Dai Hung field shows the difference from block to block due to the complex reservoir characteristics. The water injection and acidising solutions have proven to be effective for Dai Hung field, therefore there would be a high chance of success in increasing reserves if EOR/IOR methods are applied.

The results of the assessment of compatibility with the reservoir specification showed that feasible solutions available for Block L include unmixed gas injection, hydrocarbon gas injection, carbon dioxide injection, and alkaline/surfactant/polymer flooding.

This paper presents the studies evaluating applicable IOR solutions for the whole Dai Hung field. The study results show that the reservoir heterogeneity can be used to predict the potential and also the effect of IOR processes.

Key words: Oil recovery, heterogeneity, reservoir, sandstone, carbonate, Dai Hung field.

TRIỂN VỌNG ÁP DỤNG CÁC CÔNG NGHỆ TĂNG CƯỜNG THU HỒI DẦU CHO CÁC MỎ DẦU TẠI THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

**Phan Vũ Anh, Kiều Anh Trung, Trịnh Thanh Sơn, Hoàng Linh
Cù Thị Việt Nga, Lê Thị Thu Hường, Lê Thế Hùng**
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: anhpv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Các giải pháp tăng cường thu hồi dầu (như: hóa học, nhiệt, khí) đã được thử nghiệm và áp dụng tại nhiều mỏ dầu khí trên thế giới. Tuy nhiên, đối với các mỏ dầu khai thác ngoài biển, nằm ở độ sâu lớn và có nhiệt độ cao như ở Việt Nam thì giải pháp phù hợp là áp dụng phương pháp hóa học và bơm ép khí.

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu, thử nghiệm các phương pháp tăng cường thu hồi dầu do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thực hiện tại một số mỏ dầu trong nước; đồng thời đề xuất các giải pháp nhằm góp phần thực hiện thành công các dự án tăng cường thu hồi dầu trong giai đoạn tới.

Từ khóa: Tăng cường thu hồi dầu, giải pháp hóa học, bơm ép khí, bơm ép nước có hàm lượng khoáng thấp.

1. Giới thiệu

Hiện nay, xu hướng nâng cao hiệu quả khai thác các mỏ sản có bằng các phương pháp tăng cường thu hồi dầu chiếm ưu thế so với tìm kiếm thăm dò các mỏ mới do vẫn đem lại hiệu quả đáng kể và tiềm ẩn ít rủi ro hơn về kinh tế, kỹ thuật cũng như môi trường. Theo dự báo của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), đến năm 2030, sản lượng dầu hàng năm từ áp dụng các phương pháp tăng cường thu hồi dầu sẽ chiếm khoảng 15% sản lượng từ khai thác và phát triển các mỏ đang hoạt động hiện nay (Hình 1).

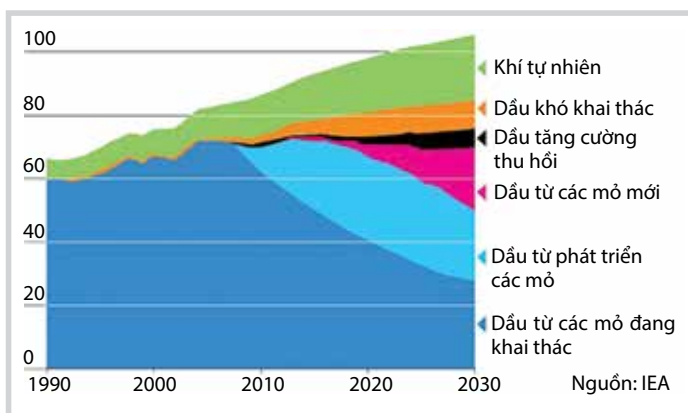
Các kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm và thống kê cho thấy trung bình chỉ khoảng 35% lượng dầu tại chỗ có thể thu được nhờ các phương pháp khai thác sơ cấp và thứ cấp như bơm ép nước. Để có thể khai thác được lượng dầu còn lại cần áp dụng các biện pháp tăng cường thu hồi dầu.

Hiệu quả của một dự án tăng cường thu hồi dầu phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như vị trí mỏ; độ sâu và phân bố giếng, tầng sản phẩm, nhiệt độ, áp suất vỉa; mức độ liên thông thủy động lực học giữa các giếng; tính chất lưu thể, thành phần đất đá; giá dầu, chi phí đầu tư thêm và cải hoán thiết bị trên giàn, các rủi ro... Do đó để đảm bảo thành công của một dự án tăng cường thu hồi dầu cần có các nghiên cứu tổng hợp về kỹ thuật và kinh tế để lựa chọn các giải pháp phù hợp và hiệu quả.

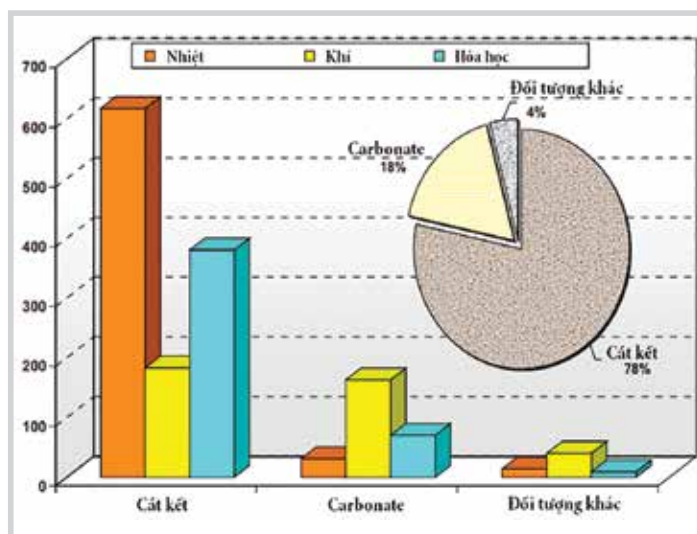
Tùy theo tác nhân được sử dụng, các phương pháp tăng cường thu hồi dầu trên thế giới hiện

nay được chia thành 3 nhóm chính: giải pháp nhiệt, giải pháp hóa và giải pháp khí. Ví dụ giải pháp hóa sẽ gồm bơm ép các hóa phẩm như polymer, chất hoạt động bề mặt, chất kiềm (alkaline) hoặc các tổ hợp như surfactant-polymer (SP), alkaline-surfactant-polymer (ASP), kết hợp các hạt nano với polymer hoặc chất hoạt động bề mặt... Mỗi giải pháp sẽ thích hợp với từng đối tượng khai thác cụ thể.

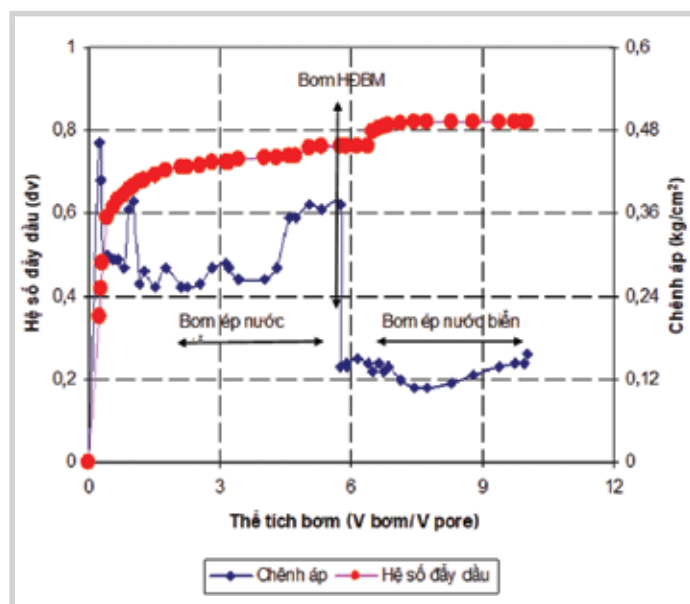
Kết quả đánh giá hơn 1.500 dự án tăng cường thu hồi dầu đã áp dụng trên thế giới cho thấy đối tượng chủ yếu được áp dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu là các vỉa cát kết và carbonate. Các giải pháp nhiệt và hóa học thường được áp dụng cho các đối tượng trầm tích và các mỏ dầu khí trên đất liền. Trong khi đó, các giải pháp khí và nước (thay đổi tính chất hóa lý của nước bơm ép như làm giảm hàm lượng khoáng) thích hợp với đối tượng carbonate, turbidite và các mỏ dầu khí khai thác ngoài biển. Các giải pháp bơm ép khí CO₂ (từ nguồn khí tự nhiên và hệ thống thu gom khí thải công nghiệp),



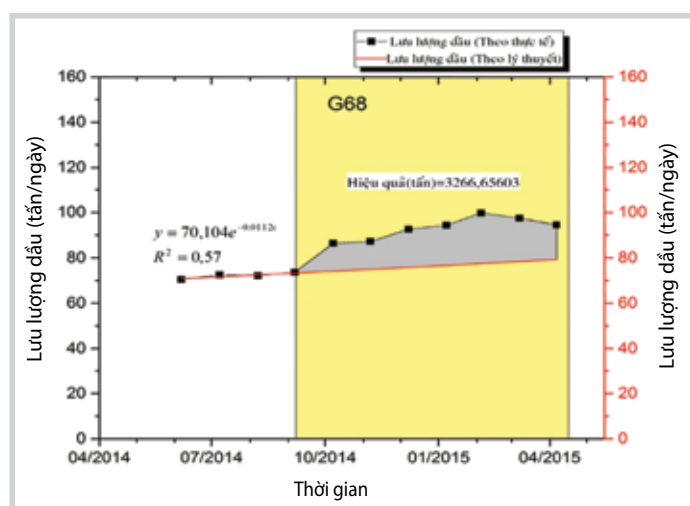
Hình 1. Dự báo sản lượng khai thác dầu trên toàn thế giới đến năm 2030 [1]



Hình 2. Tỷ trọng các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đã áp dụng [2]



Hình 3. Kết quả đẩy dầu trên mẫu lõi của phức hợp vi sinh hóa lý trên mẫu lõi lấy tại tầng Miocene mỏ Bạch Hổ



Hình 4. Lượng dầu thu hồi thêm tại giếng 68 khi bơm phức hợp vi sinh hóa lý vào giếng 64

bơm ép không khí áp suất cao và bơm ép hóa phẩm thường được lựa chọn cho các đối tượng có độ sâu lớn (nhiệt độ cao, áp suất cao).

Các kết quả nghiên cứu được công bố gần đây cho thấy đối với các mỏ dầu khai thác ngoài biển và vỉa chứa nằm ở độ sâu lớn như Việt Nam thì giải pháp phù hợp là áp dụng phương pháp hóa học và bơm ép khí.

Các nghiên cứu về tăng cường thu hồi dầu tại Việt Nam do VPI thực hiện trong 2 thập kỷ qua chủ yếu tập trung vào phương pháp hóa học. Bài báo giới thiệu một số kết quả nghiên cứu về tăng cường thu hồi dầu được VPI nghiên cứu phát triển trong phòng thí nghiệm và thử nghiệm thực tế tại bể Cửu Long.

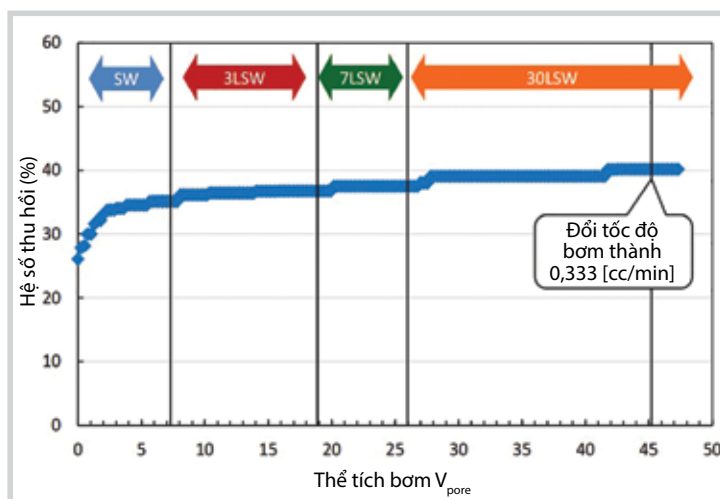
2. Kết quả nghiên cứu và thử nghiệm tăng cường thu hồi dầu bằng các giải pháp hóa học và khí tại Việt Nam

2.1. Bơm ép chất hoạt động bề mặt

Thực tế và lý thuyết cho thấy, ngay trong khu vực ảnh hưởng của nước bơm ép, một lượng dầu lớn vẫn nằm trong các bẫy mao quản của đá chứa (các kênh dẫn có kích thước rất nhỏ). Bằng phương pháp bơm ép nước thông thường không thể khai thác được dầu nằm trong các bẫy mao quản do lực nhớt không thể thắng được lực mao dẫn. Giải pháp chính để khai thác được một phần dầu trong các bẫy mao quản là sử dụng chất hoạt động bề mặt. Do đặc tính vốn có, các chất hoạt động bề mặt có xu hướng tập trung tại mặt liên diện hai pha dầu nước và bề mặt đá chứa. Sự có mặt của chúng tại đây làm giảm sức căng liên diện dầu nước (dẫn đến làm giảm áp suất mao dẫn) và thay đổi tính dính ướt của đất đá vỉa, giúp các giọt dầu trở nên linh động hơn, dễ biến dạng hoặc phân chia nhỏ hơn và thoát ra khỏi các bẫy mao mạch đá chứa vào kênh dẫn có kích thước lớn hơn, từ đó tăng hiệu suất đẩy dầu của nước bơm ép. Nghiên cứu tổng hợp hệ hóa phẩm chứa chất hoạt động bề mặt cho tăng cường thu hồi dầu phù hợp điều kiện một số vỉa thuộc các tầng Miocene và Oligocene đã được triển khai tại VPI từ khoảng hơn 10 năm trước. Các chất hoạt động bề mặt được lựa chọn chủ yếu là các hóa phẩm thương mại thuộc nhóm anion hoặc không ion do ít hấp phụ trên bề mặt đất đá, có khả năng chịu nhiệt và độ khoáng hóa cao. Một trong các sản phẩm được chế tạo và thử nghiệm rất sớm của VPI là phức hợp vi sinh hóa lý - hệ hóa phẩm có nồng độ cao các



Hình 5. Sản phẩm ứng dụng nano cho tăng cường thu hồi dầu của VPI



Hình 6. Tương quan hệ số thu hồi dầu khi bơm tuần tự nước biển pha loãng với các nồng độ khác nhau

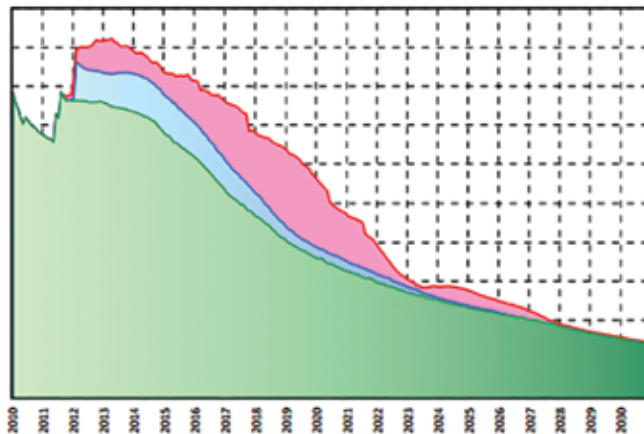
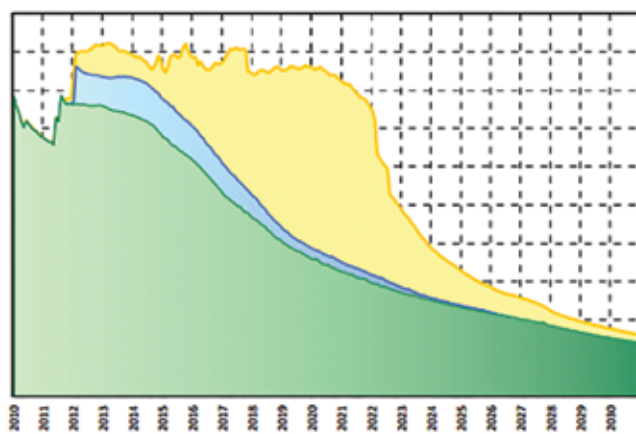
chất hoạt động bề mặt anion và không ion cùng với một số phụ gia được tổng hợp từ các công nghệ vi sinh.

Các kết quả nghiên cứu trên mô hình vật lý và nhiều với mẫu lõi khác nhau của các tầng Miocene và Oligocene của mỏ Bạch Hổ và Đại Hùng cho thấy sử dụng phức hợp vi sinh hóa lý có thể cho gia tăng lượng dầu thu hồi từ 7% đến hơn 13%.

Sau quá trình thử nghiệm trên mẫu lõi và dự báo lượng dầu có thể thu hồi thêm qua các phần mềm mô phỏng, VPI và Vietsovpetro đã tiến hành thử nghiệm quy mô nhỏ tại các đối tượng Miocene dưới và Oligocene mỏ Bạch Hổ. Công nghệ được thử nghiệm là bơm nút phức hợp vi sinh hóa lý. Độ nhớt của hệ hóa phẩm có thể điều chỉnh phù hợp với độ tiếp nhận nước của giếng bơm ép và độ thấm trung bình của vỉa dựa trên thay đổi thành phần và hàm lượng các cấu tử. Sau khi bơm nút phức hợp vi sinh hóa lý, giếng bơm ép vận hành bình thường với nước biển. Hệ hóa phẩm có độ nhớt ban đầu khá cao giúp tăng hệ số quét tại gần khu vực giếng bơm ép tuy nhiên các chất hoạt động bề mặt đều dễ tan trong nước nên không làm thay đổi đáng kể độ tiếp nhận nước của giếng bơm ép. Các kết quả thử nghiệm cho thấy hiệu quả của phức hợp vi sinh hóa lý được thể hiện rõ ở biến động sản lượng tại một số giếng khai thác trong khu vực có mức độ liên thông thủy động lực học tốt với giếng bơm ép được thử

CO₂-EOR

HCG-EOR



Thời gian
Chi phí đầu tư: 1 tỷ USD

Thời gian
Chi phí đầu tư: 100 triệu USD

Hình 7. So sánh hiệu quả đẩy dầu và chi phí đầu tư ban đầu giữa bơm ép CO₂ và khí hydrocarbon [5]

nghiệm. Điển hình trong chương trình thử nghiệm năm 2014 tại giếng khai thác 68 thuộc khu vực ảnh hưởng của giếng bơm ép 64 (giếng được bơm phức hợp vi sinh hóa lý), sản lượng dầu tăng thêm 40% từ 70 tấn/ngày lên 100 tấn/ngày [3]. Lượng dầu khai thác thêm tại giếng so với dự báo khai thác được theo dõi trong vòng 7 tháng được thể hiện trên Hình 4.

Kết quả các thử nghiệm phức hợp vi sinh hóa lý cho thấy hiệu quả và tiềm năng áp dụng các phương pháp hóa học cho tăng cường thu hồi dầu tại các vỉa Miocene và Oligocene. Tuy nhiên trong bối cảnh giá dầu như hiện nay cần nghiên cứu lựa chọn thành phần các cấu tử cho phù hợp để đảm bảo hiệu quả về mặt kinh tế và kỹ thuật.

2.2. Bơm ép polymer kết hợp chất hoạt động bề mặt

Trong giai đoạn cuối của quá trình khai thác, ngoài dầu bị giữ trong các bẫy mao quản của đá chứa, một lượng dầu đáng kể vẫn nằm ngoài vùng tác động của nước bơm ép. Do đó ngoài việc tăng hiệu quả đẩy dầu tại các khu vực nước bơm ép đi qua (nhờ sử dụng các chất hoạt động bề mặt), còn sử dụng tác nhân polymer để tăng hệ số quét của lưu thể đẩy và hạn chế lười nước. Độ nhớt của lưu thể đẩy càng cao thì phân bố vào các khu vực có độ thấm khác nhau càng đồng đều và hệ số quét càng lớn. Khi hệ hóa phẩm chứa polymer được bơm nút, phòng đẩy dầu cũng phần nào được cân bằng và hệ số quét cũng được cải thiện. Nút bơm càng lớn thì hiệu quả quét dầu càng cao.

Sử dụng các polymer tan trong nước nhằm tăng độ nhớt của nước bơm ép từ đó tăng hệ số quét dầu được VPI nghiên cứu và phát triển từ cuối những năm 90 của thế kỷ XX. Polymer được sử dụng trong công nghệ tăng cường thu hồi dầu chia làm 2 loại chính là polysaccharide có nguồn gốc vi sinh như: xanthan gum, scleroglucan, schizophyllan và polyacrylamide tổng hợp từ các phương pháp hóa học. Do có đặc tính bền nhiệt và muối cao hơn so với các polysaccharide, polyacrylamide biến tính được sử dụng nhiều hơn trong lĩnh vực tăng cường thu hồi dầu.

Kết quả đánh giá hiệu quả nâng cao hệ số thu hồi dầu trên mô hình vật lý vỉa (với mẫu lõi lấy từ tầng Miocene mỏ Bạch Hổ) bằng phương pháp bơm ép polymer và chất hoạt động bề mặt (với nồng độ thấp) được thực hiện trong phòng thí nghiệm tại VPI cho thấy khả năng gia tăng hệ số thu hồi dầu khoảng 2 - 5%. Tuy nhiên, việc áp dụng bơm ép polymer tại các mỏ trên thềm lục địa của

Việt Nam, trong đó có mỏ Bạch Hổ đang gặp phải thách thức khá lớn về mặt công nghệ và kinh tế. Để chế tạo được hệ dung dịch polymer đồng nhất cần hệ thống phối trộn tự động với tốc độ cao, chiếm khá nhiều không gian. Trong khi đó, diện tích mặt sàn của các giàn trong khu vực áp dụng tăng cường thu hồi dầu lại khá hạn chế, dẫn đến khó khăn trong quá trình triển khai. Mặt khác nếu thực hiện trên bờ thì thể tích dung dịch polymer quá lớn sẽ làm gia tăng chi phí tàng trữ và vận chuyển. Ngoài ra, chi phí thuê hoặc đầu tư hệ thống thiết bị phối trộn khá cao cũng là khó khăn khi áp dụng bơm ép polymer tại mỏ Bạch Hổ và các mỏ khác thuộc bể Cửu Long.

2.3. Bơm ép polymer, chất hoạt động bề mặt kết hợp vật liệu nano

Vật liệu nano vô cơ như nanosilica có ưu điểm chịu được nhiệt độ vỉa và độ khoáng hóa tốt hơn nhiều so với các hóa phẩm hữu cơ như chất hoạt động bề mặt hoặc polymer. Ảnh hưởng của vật liệu nano lên hiệu quả tăng cường thu hồi dầu chủ yếu dựa trên khả năng làm giảm sức căng liên diện dầu nước do có xu hướng tập trung tại bề mặt ngăn cách pha dầu nước và bề mặt đá chứa. Khi bơm ép cùng với chất hoạt động bề mặt, vật liệu nano có khả năng hạn chế hấp phụ chất hoạt động bề mặt trên bề mặt đất đá vỉa, giúp nâng cao hiệu quả đẩy dầu. Ngoài ra, với kích thước nhỏ, vật liệu nano có thể thâm nhập sâu vào vỉa, các mao mạch nhỏ của đá chứa, nơi các hóa phẩm hữu cơ có phân tử khối tương đối lớn gần như không thể tiếp cận. Ưu điểm khác của nano vô cơ là giá thành thấp hơn so với chất hoạt động bề mặt và polymer. Đa số các công nghệ ứng dụng nano vô cơ cho tăng cường thu hồi dầu hiện nay đều sử dụng kèm với polymer hoặc/và chất hoạt động bề mặt để tạo nên một hệ phân tán có độ đồng nhất cao và cho hiệu quả cộng hưởng. VPI đã tiến hành nghiên cứu, chế tạo một số sản phẩm như nanosilica kết hợp với chất hoạt động bề mặt có thể chịu được nhiệt độ lên đến 140°C, có khả năng thay đổi mạnh tính dính ướt của đất đá và cho khả năng nâng cao hệ số đẩy dầu trong các mẫu lõi trên 12%.

2.4. Bơm ép nước có hàm lượng khoáng thấp (low salinity water flooding)

Phương pháp tăng cường thu hồi dầu VPI hợp tác nghiên cứu cùng JOGMEC (Nhật Bản) là bơm ép nước có hàm lượng khoáng thấp với ưu điểm là đơn giản, ít rủi ro, thân thiện môi trường và chi phí chế tạo, tàng trữ, vận chuyển hóa phẩm thấp. Tuy nhiên, công nghệ này đòi hỏi chi phí đáng kể cho đầu tư hệ thống khử muối, xử lý và

pha loãng nước biển lấp đặt trực tiếp trên giàn [4]. Để hạn chế rủi ro khi triển khai công nghệ, cần tiến hành nghiên cứu đánh giá khả năng tương nỡ sét khi có sự tiếp xúc giữa nước có hàm lượng khoáng thấp và đất đá vữa. Kết quả nghiên cứu cho thấy hàm lượng khoáng tối ưu nằm trong khoảng 1.000 - 2.000ppm (tương đương với nước biển pha loãng từ 18 - 35 lần).

2.5. Bơm ép khí (CO_2 và hydrocarbon)

Các kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm và mô phỏng cho thấy hiệu quả đẩy dầu trên mẫu lõi của CO_2 cao hơn hẳn so với khí hydrocarbon. Tuy nhiên, áp dụng bơm ép CO_2 trong thực tế gặp trở ngại về nguồn khí và chi phí đầu tư hạ tầng ban đầu cho hệ thống thu gom, tàng trữ và vận chuyển lớn (Hình 7). Phương pháp bơm ép CO_2 có thể khả thi về mặt kỹ thuật và kinh tế nếu có sự hợp tác, chia sẻ kết quả nghiên cứu, chi phí hạ tầng giữa các đơn vị khai thác.

Bơm ép khí hydrocarbon đã được nghiên cứu trong phòng thí nghiệm và thử nghiệm tại mỏ Rạng Đông và bước đầu cho kết quả khả quan. Kết quả thử nghiệm cho thấy việc áp dụng bơm ép khí hydrocarbon cho tầng chứa Miocene dưới đã giúp sản lượng khai thác dầu gia tăng trên 420 nghìn thùng. Với hiệu quả bước đầu đạt được, chủ mỏ đã xây dựng và đề xuất phương án sẽ tiếp tục triển khai ứng dụng giải pháp này trong thời gian tiếp theo [6].

2.6. Nhận xét chung về công tác nghiên cứu, thử nghiệm

Công tác nghiên cứu, thử nghiệm và đánh giá hiệu quả áp dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu hiện đang gặp phải một số khó khăn như:

Mô hình vỉa không mô phỏng chính xác điều kiện khai thác nên khó có thể dự báo kết quả khi triển khai thực tế. Trong các thí nghiệm với mô hình vật lý vỉa hệ số quét đều lớn hơn rất nhiều so với điều kiện thực tế do mẫu lõi có kích thước nhỏ và không có độ bất đồng nhất về thành phần cấu tạo và độ thấm thực tế trong vỉa.

Để đánh giá chính xác hiệu quả kinh tế của một dự án tăng cường thu hồi dầu cần nâng cao độ chính xác của dự báo kết quả khai thác dựa trên các dữ liệu lịch sử khai thác; Để lựa chọn khu vực có thể tác động và vị trí giếng bơm ép cần phải có nghiên cứu thêm về nguồn gốc nước; lưu lượng nước bơm ép, nước khai thác; mức độ liên thông thủy động lực học giữa các giếng bơm ép và khai thác, độ tiếp nhận của giếng bơm ép...

Các loại hóa phẩm sử dụng cho tăng cường thu hồi

dầu vẫn chưa sản xuất được ở trong nước trên quy mô công nghiệp dẫn đến việc không chủ động được nguồn cung. Giá thành hóa phẩm, chi phí chế tạo, tàng trữ và vận chuyển cao cũng ảnh hưởng đến hiệu quả của các dự án tăng cường thu hồi dầu. Chi phí đầu tư thêm và cải hoán thiết bị, tàng trữ, vận chuyển hóa phẩm vẫn chiếm tỷ lệ khá lớn trong tổng chi phí cho dự án tăng cường thu hồi dầu, đặc biệt là đối với các mỏ ngoài khơi.

3. Kết luận

Sản lượng khai thác của Việt Nam đang suy giảm nhanh, sau năm 2024 dự báo chỉ đạt 10 triệu tấn/năm và đến năm 2035 chỉ còn dưới 2 triệu tấn/năm. Do đó, việc áp dụng các giải pháp gia tăng sản lượng (IOR) và các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) là vấn đề rất cấp bách.

Kết quả nghiên cứu, ứng dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các mỏ tại Việt Nam trong thời gian qua chủ yếu được thực hiện trên quy mô nhỏ, việc áp dụng trên diện rộng còn gặp nhiều khó khăn. Nhóm tác giả đề xuất các giải pháp triển khai tăng cường thu hồi dầu tại các mỏ tại Việt Nam như sau:

- Cần có một nghiên cứu tổng thể về tăng cường thu hồi dầu cho các mỏ đang trong giai đoạn suy thoái từ các khâu khảo sát hiện trạng khai thác, tính chất vỉa; lựa chọn khu vực, phương pháp, đánh giá tiềm năng, lập kế hoạch triển khai thực tế, kiểm soát rủi ro...
- Trong quá trình triển khai, cần có các giải pháp khả thi cho từng đối tượng mỏ trên cơ sở các đánh giá về đặc điểm của mỏ, phân tích thí nghiệm cũng như mô hình vật lý vỉa nhằm lựa chọn giải pháp tối ưu.
- Đối với các mỏ mới, cần có phương án để chuẩn bị sẵn hạ tầng để áp dụng giải pháp tăng cường thu hồi dầu trong giai đoạn suy giảm sản lượng sau này.

Tài liệu tham khảo

1. Miller, R. G. *Future oil supply: The changing stance of the International Energy Agency*. Energy Policy. 2011; 39(3): p. 1569 - 1574.
2. Eduardo Manrique, et al. *EOR: Current status and opportunities*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. 24 - 28 April, 2010.
3. Trịnh Thanh Sơn và nnk. *Hoàn thiện công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng lục nguyên và móng bằng những phương pháp vi sinh hóa lý*. Viện Dầu khí

Việt Nam. 2015.

4. VPI, JOGMEC. *Joint study on LSWF EOR in Vietnam*. 2017.

5. Yohei Kawahara, Atsushi Hatakeyama. *Offshore CO₂-EOR Pilot Project in Vietnam*. 5th October, 2016.

6. JVPC. *Hydrocarbon gas injection enhanced oil recovery pilot test*. 2013.

POTENTIAL APPLICATION OF ENHANCED OIL RECOVERY ECHNOLOGIES FOR OIL FIELDS IN THE CONTINENTAL SHELF OF VIETNAM

Phan Vu Anh, Kieu Anh Trung, Trinh Thanh Son, Hoang Linh Cu Thi Viet Nga, Le Thi Thu Huong, Le The Hung
Vietnam Petroleum Institute
Email: anhpv@vpi.pvn.vn

Summary

Enhanced oil recovery solutions (such as chemical, thermal, gas) have been tested and applied in many oil and gas fields in the world. However, the suitable solutions for deepwater offshore oilfields with high temperature in Vietnam are to apply chemical and gas injection methods.

The paper presents results of study and test of enhanced oil recovery methods conducted by the Vietnam Petroleum Institute in some oil fields in Vietnam and proposes some measures for successful implementation of enhanced oil recovery projects in the future.

Key words: Enhanced oil recovery, increased production, chemical method, gas injection, low salinity water flooding.

CÁC PHƯƠNG PHÁP TĂNG CƯỜNG THU HỒI DẦU VÀ KẾT QUẢ ÁP DỤNG TẠI MỘT SỐ MỎ TRÊN THẾ GIỚI

Nguyễn Văn Hùng¹, Vũ Mạnh Hào²

Lê Vũ Quân², Lương Hải Linh¹

¹Đại học Dầu khí Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hungnv@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Quá trình khai thác mỗi mỏ dầu thường trải qua 3 giai đoạn: Giai đoạn sơ cấp sử dụng năng lượng của vỉa hoặc sử dụng bơm, khí nâng; giai đoạn thứ cấp sử dụng công nghệ bơm khí hoặc bơm nước để giữ áp suất vỉa và giai đoạn khai thác tam cấp hay tăng cường thu hồi dầu (EOR) bằng nhiều kỹ thuật khác nhau khi giai đoạn thứ cấp không còn hiệu quả.

Phương pháp EOR được lựa chọn dựa vào yếu tố kỹ thuật, kinh tế cũng như các vấn đề công nghệ. Bài báo giới thiệu các phương pháp EOR đã được kiểm nghiệm tại mỏ, trong đó một số phương pháp đã được thương mại hóa hoặc đang được quan tâm trong nghiên cứu ứng dụng. Bằng cách sử dụng các dữ liệu khai thác và thông tin mỏ, các phương pháp thu hồi dầu tăng cường được chia làm 2 nhóm: nhóm sử dụng nhiệt và nhóm không sử dụng nhiệt, bao gồm: bơm ép khí, bơm ép polymer, bơm ép chất hoạt tính bề mặt, bơm ép alkaline, đốt trong lòng vỉa, bơm ép hơi nóng, MEOR.

Từ khóa: EOR, bơm ép khí, bơm ép polymer, bơm ép chất hoạt tính bề mặt, bơm ép alkaline, đốt trong lòng vỉa, bơm ép hơi nóng, MEOR.

1. Giới thiệu

Ngoài phương pháp tăng cường thu hồi dầu bằng việc cung cấp năng lượng cho vỉa chứa, hiện nay còn phương pháp thực hiện bơm ép chất lưu khác với chất lưu trong vỉa để tạo tương tác chất lưu bơm ép - dầu - đá tầng chứa. Mục đích của phương pháp này là tăng hiệu suất quét và hiệu suất đẩy dầu nhờ tác động tăng độ nhớt nước, giảm độ nhớt và chất trộn lẫn trong dầu, giảm sức căng bề mặt giữa các chất và thay đổi tính dính ướt của đá chứa. Tùy theo đặc tính vỉa chứa và tính chất dầu, có thể lựa chọn phương pháp phù hợp: (1) Bơm polymer, (2) bơm ép hơi nóng hoặc nước nóng, (3) đốt tại chỗ, (4) bơm ép vi sinh, (5) bơm ép CO₂, (6) bơm ép khí hydrocarbon hoặc N₂, (7) bơm các chất hoạt tính bề mặt và sử dụng chất kiềm [1, 2].

Phương pháp bơm ép khí có ưu điểm làm tăng năng lượng vỉa, tăng thể tích dầu khí trộn lẫn hoặc hòa tan, tăng tỷ số khí dầu, giảm độ nhớt dầu, giảm sức căng bề mặt giữa vỉa và vùng trộn lẫn hợp chất dầu/khí, đặc biệt với phương án bơm ép khí CO₂, tăng khả năng đẩy dầu và khí bơm ép vào chỗ rỗng khi đẩy dầu ra. Tuy nhiên, phương pháp bơm ép khí cần áp suất cao do chênh lệch tỷ trọng giữa dầu và khí cao gây nên phân dị trọng lực và phân tỏa dạng ngón, làm giảm hiệu quả quét ngang và quét đứng; bơm khí CO₂ vào vỉa yêu cầu thiết bị chuyên dụng, chi phí tách CO₂ và chống ăn mòn cao. Vì vậy, phương pháp này chỉ phù hợp với các vỉa nghiêng.

Các phương pháp hóa học, vi sinh, hóa lý thường sử dụng tổ hợp chất hóa học như kiềm, polymer, chất hoạt động bề mặt kết hợp với vi sinh được bơm ép vào vỉa theo từng nút trước nút đệm của nước bơm ép với polymer. Các chất hoạt động bề mặt và kiềm giảm sức căng bề mặt giữa dầu và nước, đẩy dầu ra khỏi lỗ rỗng, đồng thời tăng tính dính ướt của nước trong vỉa, gia tăng hiệu quả đẩy dầu. Ngoài ra, tác động của nút đệm nước bơm ép và polymer giúp gia tăng độ linh động của các chất đẩy. Tuy nhiên, phương pháp bơm chất hóa học không được áp dụng cho các vỉa có muối trong nước vỉa và nhiệt độ dưới 100°C. Một nhược điểm khác của phương pháp này là chi phí thực hiện cao do giá thành chất hóa học và phụ gia cao.

Các phương pháp nhiệt thường được sử dụng cho vỉa dầu nặng, nhiệt độ của vỉa thấp. Nguyên lý của phương pháp nhiệt là giảm độ nhớt, tăng thành phần nhẹ của dầu để dầu di chuyển dễ dàng hơn. Phương pháp này tổn hao nhiệt lớn, giá thành cao, phạm vi áp dụng hẹp và chỉ hiệu quả với các vỉa dầu mỏng. Ngoài ra, hơi nước nóng chỉ áp dụng cho vỉa cát bờ rời có độ thấm lớn, khó điều khiển.

Các giai đoạn khai thác dầu của một số phương pháp điển hình được mô tả trong Hình 1 [3].

Tại Mỹ, các dự án EOR có nhiều ảnh hưởng tới kinh tế cũng như tình hình giá dầu. Có thể nhận thấy số lượng các dự án EOR tăng đều từ những năm 1970 và đạt đỉnh vào khoảng năm 1986 sau đó giảm dần, trừ phương pháp bơm ép khí có xu hướng tăng nhẹ. Đặc biệt, vào năm 2002 đã

chúng kiến số lượng dự án bơm ép khí vượt số lượng bơm chất tải nhiệt, điều này chứng tỏ bơm ép khí có khả năng ứng dụng rất lớn (Hình 2a). Các dự án sử dụng phương pháp EOR tập trung nhiều nhất ở các vỉa cát kết (phương pháp nhiệt và hóa học), chiếm tỷ lệ ~78% trên tổng số 1.507 dự án được thống kê trên thế giới; phương pháp bơm ép khí được sử dụng chủ yếu cho vỉa đá vôi và các loại vỉa khác (Hình 2b).

2. Phương pháp bơm ép chất tải nhiệt

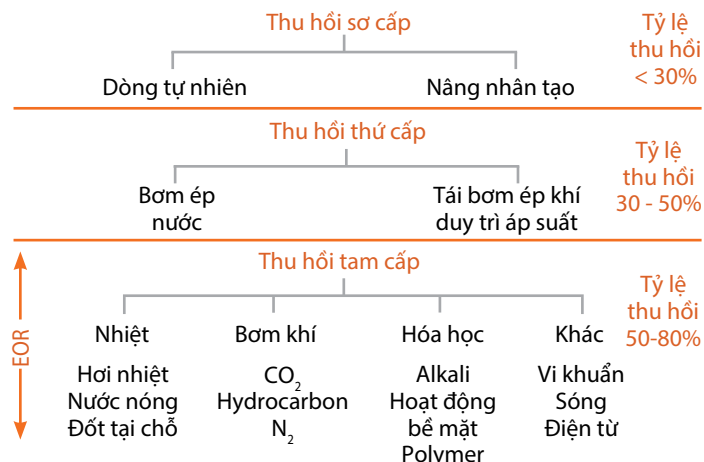
Các mỏ áp dụng công nghệ bơm ép hơi nóng thường có tầng chứa là cát kết, đối với các mỏ có tầng chứa là đá carbonate hoặc đá nút nê tự nhiên thường rất ít sử dụng. Sơ đồ bơm ép sử dụng trong thực tế gồm hệ thống 5 điểm, 7 điểm và 9 điểm, trong đó hệ thống 5 điểm là phổ biến nhất vì có thể dễ dàng chuyển sang các hệ thống khác trong quá trình khai thác đối với các giếng cách nhau trong khoảng 100 - 200m. Dưới đây là một số ví dụ về mỏ sử dụng phương pháp bơm ép chất tải nhiệt: Kern River tại California, Duri tại Indonesia, Tây Coalinga tại California, Karamay và Qi-40 tại Trung Quốc, Cold Lake tại Alberta - Canada và các mỏ cát dầu tại Canada [1].

2.1. Mỏ Kern River tại California

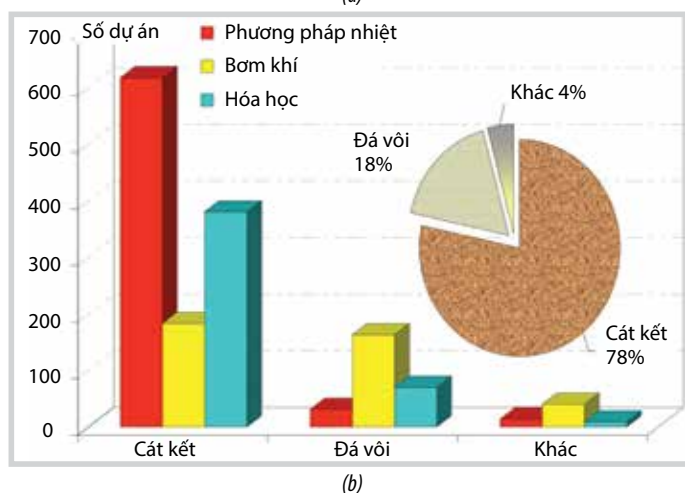
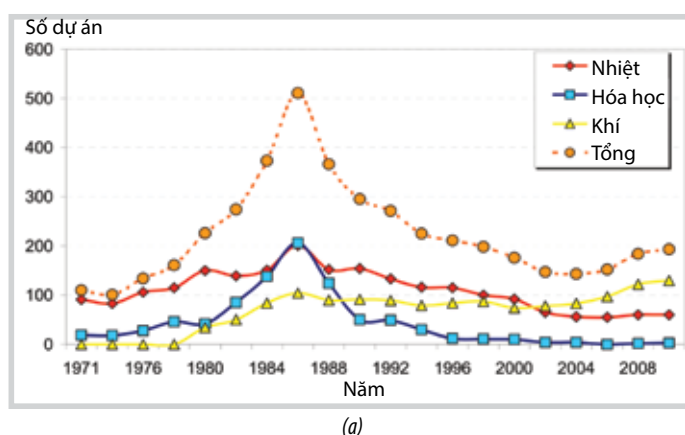
Dầu nặng tại mỏ này chứa chủ yếu trong vỉa nông là cát không cố kết có xen kẹp bùn, sét với độ rỗng trong khoảng 25 - 35%, độ thấm 1-5D và độ nhớt dầu 4.000mPa.s ở nhiệt độ 70°F (15mPa.s tại 250°F), áp suất vỉa khoảng 100psig. Phương pháp bơm ép nhiệt đã được sử dụng từ những năm 1950 với thiết bị gia nhiệt tại lòng giếng và chuyển sang giếng bơm ép sử dụng nước nóng với tổng cộng 47 điểm vào năm 1964. Tuy nhiên, với công nghệ bơm ép, cát tạo thành các nút đóng cản trở sự di chuyển của dầu. Để hạn chế nhược điểm này, các công ty khai thác chuyển sang phương pháp khai thác theo từng tầng, cô lập vỉa sản phẩm thông qua tầng sét và bùn xen kẹp.

2.2. Mỏ Duri, Indonesia

Mỏ nằm ở vùng Riau, Indonesia, là mỏ sử dụng bơm ép hơi nóng có quy mô lớn nhất thế giới với số lượng trên 4.000 giếng khai thác. Vỉa chứa dầu có độ sâu 600ft, chiều dày vỉa 109ft, độ rỗng và độ thấm trung bình tương ứng 36% và 1.550mD với độ nhớt 157cP ở nhiệt độ vỉa 100°F. Mỏ Duri bắt đầu được khai thác từ năm 1958. Đến năm 1967, phương pháp kích thích vỉa bằng hơi nhiệt đã được đưa vào sử dụng tổng cộng 339 lần. Vào năm 1975, lần đầu



Hình 1. Sơ đồ các giai đoạn và phương pháp thu hồi dầu [3]



Hình 2. Tình hình nghiên cứu ứng dụng EOR trên thế giới: Các phương pháp được ứng dụng tại Mỹ giai đoạn 1971 - 2010 (a); các phương pháp được ứng dụng tại từng loại vỉa trên thế giới (b) [4]

tiên phương pháp bơm ép hơi nhiệt được thử nghiệm thành công tại mỏ, sau đó số lượng giếng khai thác có sử dụng mô hình hệ thống 7 điểm được nhân rộng lên thành 420 giếng trên 95 cụm. Trong thời gian đầu, bơm nước nóng được đặt theo đường ống trong ống lớn hơn nhưng cát cản trở đường di chuyển dầu nên đã thay thế bằng bơm hơi nhiệt trong ống riêng biệt lắp đặt van điều khiển dưới đáy giếng. Tuy nhiên cho tới khi mô hình lai kết hợp hệ thống 5 điểm và 9 điểm được sử dụng, hiệu suất khai thác mới đạt mức tối đa.

2.3. Mỏ Tây Coalinga, California

Đây là ví dụ điển hình về việc ứng dụng quá trình bơm ép hơi nóng và nước luân phiên cho đối tượng vỉa cát. Phương pháp bơm hơi nóng bắt đầu sử dụng vào năm 1973 với mô hình hệ thống 6 điểm cho tầng chứa là cát tại độ sâu trung bình 420m, độ thấm trong khoảng 1 - 4D, nhiệt độ trung bình 240°F, đến năm 1984 đã chuyển sang bơm nước nóng theo hệ thống 5 điểm với số lượng giếng tăng dần và chuyển về bơm ép hơi nóng. Tuy nhiên, cát tập trung tại đáy giếng do tác dụng nhiệt, tạo thành những nút cát trong giếng khai thác. Giải pháp xử lý tạm thời là lắp hệ thống bơm trong lòng giếng để đẩy ngược cát vào thành hệ. Vào năm 1988, phương pháp bơm nước - khí nóng luân phiên được đưa vào sử dụng giúp giải quyết hạn chế trên.

2.4. Mỏ Karamay và Qi-40, Trung Quốc

Đối tượng vỉa nghiên cứu là cát không cố kết: mỏ Karamay có độ sâu vỉa 100 - 170m, chiều dày vỉa 8 - 17m, độ bão hòa dầu 60 - 70%, độ rỗng 29 - 34%, độ thấm 1,2 - 6,2D, áp suất vỉa 1,8 - 2,16MPa và độ nhớt dầu tại nhiệt độ vỉa 1.100 - 1.600mPa.s; mỏ Qi-40 có chiều sâu vỉa chứa 910 - 1.045m, chiều dày vỉa 60,5m, độ rỗng 25%, độ thấm 1,49D và áp suất vỉa 8 - 10MPa. Sau thời gian dài thử nghiệm trên 2 mỏ này có thể thấy việc lựa chọn khí nóng chất lượng tốt và tốc độ bơm phải được kiểm soát, khoảng cách giữa các giếng phải hợp lý, thời gian ngừng bơm nhiệt để chờ tác dụng cho vùng đốt nóng cần được xác định trước (được biết với tên gọi bơm nhiệt theo từng tập - Cyclic steam stimulation/CSS hay huff-and-puff).

2.5. Mỏ Cold Lake tại Alberta - Canada

Đối tượng vỉa chứa là cát kết yếu tại độ sâu 300 - 600m, chiều dày vỉa 33m, độ rỗng 37%, độ thấm 3D, độ nhớt dầu 100.000mPa.s tại nhiệt độ vỉa 13°C. Thử nghiệm bắt đầu từ cuối năm 1964 và được sử dụng rộng rãi từ năm 1970. Sau khi bơm ép nhiệt cần chờ 5 ngày để giếng có thể khai thác trong vòng 5 - 8 tháng trước khi lặp lại quy trình bơm ép nhiệt sử dụng hệ thống 5 điểm. Phương pháp CSS cũng được sử dụng rộng rãi tại các mỏ: Liaohe Huaxiling, Gudao, Gaosheng tại Trung Quốc.

2.6. Các mỏ dầu cát - Canada

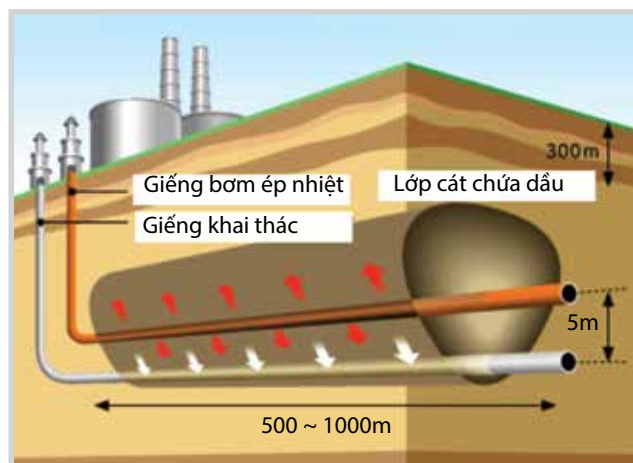
Các mỏ dầu cát (bitumen) chiếm 2/3 trữ lượng dầu trên thế giới, được khai thác nhiều tại Canada, Venezuela và Liên bang Nga. Trong đó, Canada là nơi sản xuất dầu cát lớn nhất hiện nay (tập trung tại phía Bắc tỉnh Alberta) với sản lượng ước tính 5,1 triệu thùng/ngày vào năm 2035. Phương pháp khai thác hiện nay là tạo đường dẫn trọng lực nhờ hỗ trợ bơm nhiệt - SAGD (Steam assisted gravity

drainage) nay được đánh giá là phương pháp chủ lực trong tương lai. Nguyên lý của phương pháp này là xây dựng 2 đường ống song song, trong đó nhiệt được bơm liên tục vào đường ống phía trên để làm giảm độ nhớt của dầu nhằm tạo ra vùng dầu nóng chảy xung quanh. Vùng dầu nóng chảy có độ linh động cao theo kênh dẫn chảy theo nguyên tắc trọng lực từ trên xuống dưới, tích tụ vào đường ống song song phía dưới, từ đó dầu được đưa lên trên bề mặt (Hình 3).

3. Phương pháp đốt cháy trong lòng vỉa (ISC)

Phương pháp này diễn ra theo quy trình sau: thiết bị đốt nóng được đặt dưới đáy của giếng bơm ép và đốt nóng một phần vỉa, tạo nên vùng nhiệt có nhiệt độ cao. Để tạo lò cháy, thiết bị đốt cháy bằng điện hoặc bằng khí được đặt ở trên đáy giếng. Sau khi đốt cháy vùng cận đáy giếng, tác nhân oxy hóa được bơm vào giếng để dầu trong vỉa bắt lửa và tạo nên lò cháy nhân tạo khởi điểm. Tiếp tục bơm tác nhân oxy hóa vào vỉa cho đến khi lò cháy ổn định, dầu sẽ bắt đầu chuyển động theo các hướng tới giếng khai thác. Lúc này, giếng dùng để tạo lò cháy khởi điểm trở thành giếng bơm ép và thiết bị dùng để đốt cháy được lấy lên trên bề mặt. Quá trình đốt cháy làm giảm độ nhớt dầu và cracking các hydrocarbon nặng tạo ra các thành phần nhẹ hơn, được đẩy đến các giếng khai thác nhờ tác động khí nén. Những phần nhựa nặng dạng than cốc còn lại trong vỉa trở thành nguồn cháy để tuyến cháy tiếp tục chuyển động lên phía trước [5].

Phương pháp ISC đã được thử nghiệm tại các mỏ Suplacu de Barceau, mỏ Tây Balaria và mỏ Nam Belridge từ những năm 1970 với nhiệt độ lớn nhất thu được khi đốt cháy là 620°C. Các thử nghiệm tiếp tục được tiến hành tại mỏ dầu nặng Morgan, Alberta từ năm 1984 - 1992 với đối tượng vỉa cát không cố kết tại độ sâu 600m. Cùng thời gian này có nhiều dự án thử nghiệm cho đối tượng dầu cát



Hình 3. Sơ đồ công nghệ khai thác dầu cát (SAGD)

trên các mỏ: Gregoire Lake tại Athabasca, Marguerite tại Canada, Joli Fou tại Wabasca-Canada, Kentucky, Bellamy và Đông Bắc Ridge, Utah tại Mỹ. Tuy nhiên vẫn tồn tại các vấn đề về thiết bị đốt cháy để có thể làm việc tại nhiệt độ cao, một số vùng vỉa cô lập, khó kiểm soát vùng đẩy dầu, giếng khai thác bị gián đoạn trong quá trình đốt cháy... Tính tới hiện tại có khá ít dữ liệu công bố về tính thương mại của phương pháp ISC, tuy nhiên các nhà nghiên cứu tin tưởng đây là phương pháp có nhiều triển vọng trong tương lai, đặc biệt là tại giếng ngang.

4. Sử dụng vi khuẩn

Phương pháp vi sinh (MEOR - Microbial Enhanced Oil Recovery) thực hiện nhờ các vi khuẩn có khả năng tạo thành các khí và acid hữu cơ từ các phân tử liên kết theo chuỗi dài hydrocarbon trong điều kiện vỉa. Các khí hòa tan làm giảm độ nhớt dầu, acid hữu cơ hòa tan những khoáng vật carbonate làm tăng tiết diện các kênh thấm. Nhờ nguyên lý hoạt động này, sản lượng khai thác và hệ số thu hồi dầu được tăng lên.

Phương pháp này được nghiên cứu và thử nghiệm tại Nga, Rumani, Canada, Mỹ với khoảng 81% dự án thành công sử dụng các vi khuẩn: Clostridium, Desulfobrio, Acinetobacter và Nocardia [6]. Phương pháp này hiệu quả với điều kiện nhiệt độ vỉa < 80°C, áp suất vỉa 10,5 - 20MPa, độ sâu vỉa < 2.400m, độ rỗng > 0,15, độ thấm > 50mD, nồng độ NaCl < 10%, độ bão hòa dầu dư > 0,25, độ nhớt của dầu 5 - 50mPa.s, độ pH: 4 - 9 và khối lượng riêng của dầu < 0,966g/cm³. Một số mỏ tại Trung Quốc đã thử nghiệm thành công và chứng minh tính thương mại hóa của phương pháp: mỏ Liaohe sử dụng vi khuẩn Pseudomonas, mỏ Fuyu sử dụng vi khuẩn Enterobacter sp., Qianda. Phương pháp này đòi hỏi duy trì khoảng 108 - 1.020 con vi khuẩn/ml, đối với điều kiện từng mỏ cụ thể nên tiến hành các giải pháp kích thích hoạt động sống của các vi khuẩn trong vỉa bằng cách bơm dung dịch nhân giống vi khuẩn tạo khí cho đến khi đạt lượng vi khuẩn cần thiết [5].

5. Bơm ép polymer

Được coi là phương pháp thu hồi dầu tăng cường sử dụng chất hóa học hoàn thiện nhất được sử dụng cho những vỉa cát kết và đá vôi từ những năm 1980. Phương pháp này cải thiện hiệu quả diện tích quét theo phương ngang và phương đứng nhờ cơ chế tăng dịch chuyển các vùng có độ nhớt lớn làm dịch chuyển lượng dầu dư trong vỉa [7, 8].

Phương pháp này hiện nay được nghiên cứu ứng dụng tại nhiều mỏ khác nhau trên thế giới: El Tordillo (Argentina); Pelican Lake, Horsefly Lake, Đông Bodo

(Canada); Jhalora, Sanand (Ấn Độ); Daqing, Gudao, Gudong, Karamay, Xiaermen (Trung Quốc), Bochstedt (Đức); Carmopolis, Buracica, Canto do Amaro (Brazil); Mamul (Oman); Vacuum, Dos Cuadras (Mỹ) [9].

6. Các phương pháp hóa học khác

Ngoài phương pháp bơm ép polymer được ứng dụng nhiều tại các vỉa cát kết [10], các phương pháp hóa học khác cũng được nghiên cứu, bao gồm: Alkali, hoạt tính bề mặt (HTBM), Alkali-polymer (AP), Surfactant-polymer (SP), Alkali-surfactant-polymer (ASP). Đối với chất hoạt tính bề mặt được chia làm 2 loại: ionogen và không ionogen.

Trong công nghiệp dầu khí, hoạt tính bề mặt không ionogen thường được sử dụng do đặc tính hòa tan tốt trong dung dịch muối KCl và không tạo chất lắng đọng, đồng thời làm giảm mạnh sức căng bề mặt của nước tại ranh giới dầu và bề mặt đất đá, giúp đẩy được dầu hoàn toàn trong vỉa. Đồng thời, dung dịch chứa hoạt tính bề mặt có khả năng nghiền những cục dầu bị nước bao bọc, làm giảm mức chênh áp cần thiết để chất lỏng chảy trong đất đá làm giảm lưu lượng nước và tăng tính chất rửa của nước. Do các chất hoạt tính bề mặt có nhiều chức năng, tùy thuộc đặc thù của vỉa, trạng thái dầu và nước trong vỉa và mục đích quá trình xử lý mà tiến hành lựa chọn chất hoạt tính bề mặt thích hợp. Sử dụng chất hoạt tính bề mặt làm tăng hệ số thu hồi dầu thêm 15 - 16% so với phương pháp chỉ sử dụng nước, nhưng chất này vẫn chưa phát huy trong các vỉa không đồng nhất [5].

Trong các phương pháp bơm ép sử dụng chất hóa học nói trên thì phương pháp ASP được sử dụng phổ biến tại các mỏ ở Trung Quốc: Daqing, Gudong và một số mỏ khác trên thế giới như Viraj (Ấn Độ); Tây Kiehl, Sho-Vel-Tum, Cambridge Minnelusa, Tanner, Delaware Childers, Lawrence, Nowata (Viraj) [4]. Một số mỏ trên thế giới đang thử nghiệm phương pháp AP như: Xing Long Tai (Trung Quốc), David Pool (Canada), Minas (Indonesia), Midland Farm Unit (Mỹ). Một số nước đang triển khai ở mức độ phòng thí nghiệm như: Argentina, Canada, Ấn Độ. Trong bối cảnh giá dầu thấp hiện nay, phương pháp hóa học sử dụng chất hoạt tính bề mặt đang là xu hướng nghiên cứu và ứng dụng tại nhiều quốc gia [11 - 18].

7. Bơm ép khí

Phương pháp này phổ biến tại các mỏ dầu nhẹ, condensate hoặc dễ bay hơi, vỉa đá vôi; thực hiện bằng cách bơm liên tục hoặc bơm định kỳ một loại khí cùng với nước (WAG - Water Alternating Gas) [19]. Tùy vào đặc tính trộn lẫn giữa khí vào dầu được quyết định bởi áp suất bơm mà có thể phân biệt theo 2 trạng thái: khí hòa tan và

khí không hòa tan. Khi bơm với áp suất lớn hơn áp suất trộn lẫn tối thiểu, MMP (Minimum Miscible Pressure) thì khí được hòa tan sẽ làm cho độ nhớt của nước và dầu thay đổi; một phần khí chuyển từ nước vào dầu làm độ nhớt của dầu giảm dần, dẫn tới ứng suất bề mặt trên ranh giới dầu - nước và độ dính ướt của đất đá cũng giảm, nhờ đó mà tính linh động của dầu tăng lên. Các khí sử dụng trong phương pháp này gồm: CO_2 , hydrocarbon (thành phần chủ yếu C_1 , có trộn lẫn ethane C_2 , propane C_3 hoặc butane C_4), N_2 . Với phương pháp này, hệ số thu hồi dầu có thể tăng trung bình 10% lượng dầu tại chỗ.

Bơm ép nước trộn lẫn CO_2 là công nghệ giúp mang lại nhiều hiệu quả kinh tế và phù hợp với nhiều loại mỏ dầu từ nhẹ tới trung bình, vỉa nông và nhiệt độ thấp [20]. Tuy nhiên công nghệ này vẫn tồn tại một số nhược điểm: vấn đề môi trường, cơ sở hạ tầng để xử lý và ăn mòn, an toàn. Một số mỏ dầu trên thế giới đang sử dụng hiệu quả phương pháp này: Siggins, Midway Sunset, Wilmington, Rock Creek, Rangely Weber Sand Unit, Bắc Ward-Estes, Đông Vacuum Grayburg/San Andres Units, Đông Mallet Unit, McElmo Creek Unit (Mỹ), Enchant Midale, Judy Creek, Swan Hills, Weyburn (Canada), Bati Raman (Thổ Nhĩ Kỳ), Ghawar (Saudi Arabia), Dulang (Malaysia).

Bơm ép nước trộn lẫn N_2 tương tự như CO_2 về nguyên tắc và cơ chế, tuy nhiên bơm ép trộn lẫn N_2 có áp suất trộn lẫn tối thiểu lớn hơn CO_2 . Phương pháp này phù hợp cho vỉa dầu nhẹ, độ sâu vỉa lớn hơn trường hợp CO_2 và nhiệt độ vỉa ở mức trung bình. Dự án lớn nhất trên thế giới sử dụng công nghệ này là mỏ Cantarell tại Mexico với sản lượng khai thác lên tới 500.000 thùng/ngày.

Bơm ép khí hydrocarbon (khí bơm ép giàu $\text{C}_2 - \text{C}_4$) có cơ chế tương tự 2 phương pháp trên nhưng áp suất yêu cầu tương đối lớn 8 - 12MPa, phù hợp cho các vỉa có độ sâu lớn hơn 6.000ft. Do vậy phương pháp này chưa thực sự phổ biến, hiện nay có 2 mỏ tại Mỹ áp dụng thành công công nghệ này là Prudhoe Bay và Piercement Salt Dome.

8. Kết luận và đề xuất

Bài báo tổng hợp các phương pháp tăng cường thu hồi dầu phổ biến trên thế giới với các dữ liệu thực tế của từng phương pháp: bơm polymer, bơm ép hơi nóng hoặc nước nóng, đốt tại chỗ, bơm ép vi sinh, bơm ép CO_2 , bơm ép khí hydrocarbon hoặc N_2 , bơm các chất hoạt tính bề mặt và sử dụng chất kiềm. Một số kết luận được rút ra như sau:

- Phương pháp bơm chất tải nhiệt thành công đối với các vỉa dầu nặng tại Mỹ, Canada, Trung Quốc, Indonesia.

- Bơm ép CO_2 được áp dụng thành công tại các vỉa dầu nhẹ, nông và vỉa đá vôi nhiệt độ thấp. Các phương pháp nhiệt và hóa học phù hợp cho vỉa cát kết. Phương pháp bơm ép N_2/CO_2 là công nghệ tiềm năng trong tương lai.

- Công nghệ sử dụng bơm ép chất hóa học kết hợp: SP, AP, ASP cần thêm nhiều nghiên cứu để tối ưu hóa mặt kinh tế.

Để lựa chọn được phương án EOR phù hợp cho một mỏ bất kỳ cần cân nhắc các yếu tố: loại vỉa, độ sâu vỉa, chiều dày, độ thấm, nhiệt độ, thành phần chất lưu, tỷ trọng dầu, độ nhớt và độ bão hòa dầu dư [21].

Tài liệu tham khảo

1. James J.Sheng. *Enhanced oil recovery: Field case studies*. Elsevier sciences & Technology. 2013.
2. Nguyen Huu Trung. *Enhanced oil recovery in Vietnam: Potential and opportunities*. Petrovietnam Journal. 2018; 6: p. 83.
3. Abubaker Alagorni, Zulkefli Yaacob, Abdurahman Nour. *An overview of oil production stages: Enhanced oil recovery techniques and nitrogen injection*. International Journal of Environmental Science and Development. 2015; 6(9): p. 693 - 701.
4. Vladimir Alvarado, Eduardo Manrique. *Enhanced oil recovery: An update review*. Energies. 2010; 3(9): p. 1529 - 1575.
5. Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam, Lê Bá Tuấn, Nguyễn Văn Cảnh. *Công nghệ và kỹ thuật khai thác dầu khí*. Nhà xuất bản Giáo dục Việt Nam. 1999.
6. I.Lazar, I.G.Petrisor, T.F.Yen. *Microbial enhanced oil recovery (MEOR)*. Petroleum Science and Technology. 2007; 25(11): p. 1353 - 1366.
7. Kirk H.Raney, Subhash C.Ayirala, Robert W.Chin, Paul Verbeek. *Surface and subsurface requirements for successful implementation of offshore chemical enhanced oil recovery*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA. 2 - 5 May, 2011.
8. Bandar Duraya Al-Anazi. *Enhanced oil recovery techniques and nitrogen injection*. CSEG Recorder. 2007; 32(8): p. 29 - 33.
9. Eduardo Jose Manrique, Viviana Eugenia Muci, Mariano E.Gurfinkel. *EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2007; 10(6): p. 667 - 686.
10. R.K.Manning, G.A.Pope, Larry W.Lake, G.W.Paul,

T.C.Wesson. *A technical survey of polymer flooding projects*. Bartlesville Project Office, U.S. Department of Energy. 1983.

11. Catherine Watkins. *Chemically enhanced oil recovery stages a comeback*. In International News on Fats, Oils and Related Materials; The American Oil Chemists' Society: Boulder, IL, USA. 2009.

12. Vladimir Alvarado, Geoff Thyne, Glen Murrell. *Screening strategy for chemical enhanced oil recovery in Wyoming basins*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA. 21 - 24 September, 2008.

13. A.P.A.Costa, D.J.Schiozer, P.Moczydlower, P.Bedrikovetsky. *Use of representative models to improve the decision making process of chemical flooding in a mature field*. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. 2008.

14. Amitabh Pandey, Dennis Beliveau, M.Suresh Kumar, Malcolm John Pitts, Jie Qi. *Evaluation of chemical flood potential for Mangala field, Rajasthan, India-Laboratory experiment design and results*. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia. 3 - 5 December, 2008.

15. Amitabh Pandey. *Refinement of chemical selection for the planned ASP pilot in Mangala field - Additional phase behaviour and coreflood studies*. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India. 20 - 22 January, 2010.

16. Mikel Morvan, Guillaume Degré, Jacques Leng, Chloe Masselon, Patrick Moreau, Jerome Bouillot, Alain Zaitoun. *New viscoelastic fluid for chemical EOR*. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA. 20 - 22 April, 2009.

17. Meghdad Roshanfekr, Russell Taylor Johns, Gary A.Pope, Larry N.Britton, Harry Linnemeyer, Chris Britton, Alexander Vyssotski. *Effect of pressure, temperature, and solution gas on oil recovery from surfactant polymer floods*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA. 4 - 7 October, 2009.

18. Alan Weatherill. *Surface development aspects of alkali-surfactant-polymer (ASP) flooding*. International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar. 7 - 9 December, 2009.

19. Madhav Mukund Kulkarni. *Immiscible and miscible gas-oil displacements in porous media*. Louisiana State University. 2003.

20. S.Thomas. *Enhanced oil recovery: An overview*. Oil & Gas Science and Technology. 2008; 63(1): p. 9 - 19.

21. Lê Quốc Trung và nnk. *Đánh giá các biện pháp tăng cường khai thác và lựa chọn các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi cho tầng Miocene hạ của các mỏ dầu ở bể Cửu Long*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2017.

AN OVERVIEW OF ENHANCED OIL RECOVERY AND FIELD APPLICATIONS IN THE WORLD

Nguyen Van Hung¹, Vu Manh Hao²

Le Vu Quan², Luong Hai Linh¹

¹Petrovietnam University

²Vietnam Petroleum Institute

Email: hungnv@pvu.edu.vn

Summary

During the life of oil reservoirs, the production process usually passes three stages: primary recovery using the natural source of energy or pumps and gas lifting, secondary recovery with the aim to maintain the reservoir pressure by gas flooding or water flooding, tertiary recovery or enhanced oil recovery (EOR) is the implementation of various techniques to increase recovery from reservoirs which have been depleted by secondary recovery.

The choice of the EOR method depends on many considerations, economic as well as technological. This paper presents the EOR methods that have been tested in the field. Some of these have been commercially successful, while others are largely of academic interest. Utilising the reservoir and produced oil data, different enhanced oil recovery techniques are divided into two types: thermal and non-thermal recovery. These methods include gas flooding, polymer flooding, surfactant flooding, alkaline flooding, in situ combustion, steam flooding, and MEOR.

Key words: EOR, gas flooding, polymer flooding, surfactant flooding, alkaline flooding, in situ combustion, steam flooding, MEOR.

ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ SỐ TRONG LĨNH VỰC THƯƠNG NGUỒN

Trần Ngọc Toàn

Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Công nghệ cao
Đại học Duy Tân Đà Nẵng

Tóm tắt

Theo nghiên cứu của Hiệp hội Nghiên cứu Năng lượng Cambridge (CERA), 5 công nghệ chủ chốt (gồm: điều khiển từ xa, hiển thị, khoan và hoàn thiện giếng thông minh, tự động hóa, tích hợp số liệu) được xem là hạt nhân của công nghệ mới, tiên tiến, giúp cho các doanh nghiệp dầu khí tìm ra các tài nguyên (resources) và gia tăng trữ lượng (reserves) chính xác hơn, lập kế hoạch khoan, phát triển mỏ, khai thác tối ưu và quản lý hiệu quả hơn [1]. Sử dụng các công nghệ này, các doanh nghiệp dầu khí sẽ có các “mỏ dầu số” (digital oil field) từ mỏ có sẵn, qua đó có thể tăng trữ lượng thu hồi lên thêm 2 - 7%, giảm chi phí từ 10 - 25% và tăng hệ số khai thác từ 2 - 4%.

Bài báo giới thiệu một số kết quả ứng dụng công nghệ số trong lĩnh vực thượng nguồn, đặc biệt là công nghệ tăng cường thu hồi dầu với chi phí đầu tư thấp, ít rủi ro, giúp tối ưu hóa kỹ thuật khai thác, gia tăng lợi nhuận trong chu kỳ ngắn.

Từ khóa: Công nghệ số, tự động hóa, mỏ dầu số, tăng cường thu hồi dầu, Digital Oil Recovery™.

1. Các kết quả nghiên cứu của CERA

Trong giai đoạn giá dầu duy trì ở mức thấp kéo dài, công tác nghiên cứu khoa học, cải tiến công nghệ, đào tạo có điều kiện thuận lợi để phát triển vì chi phí đầu tư thấp, vừa giúp doanh nghiệp giảm giá thành sản phẩm, vừa chuẩn bị cho phát triển trong giai đoạn kinh tế phục hồi, khi giá dầu khí tăng trở lại.

Các hoạt động nghiên cứu trên đều hướng tới nghiên cứu phục vụ tái cơ cấu tổ chức; đổi mới chiến lược, cơ chế, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực; tập trung vốn đầu tư vào các đề án có tiềm năng lợi nhuận cao trong thời gian không quá dài và ít rủi ro; gia tăng trữ lượng dầu khí và nhanh chóng tạo ra các công nghệ tiến bộ dựa trên các thành tựu khoa học cơ bản tiên tiến nhất của thời đại.

Theo các công trình nghiên cứu mới đây của Hiệp hội Nghiên cứu Năng lượng Cambridge được thực hiện với sự hợp tác của hơn 30 công ty dầu khí quốc tế trong đó có các tổ chức tư vấn nổi tiếng như Deloitte Consulting, Landmark Graphics Corp. và Intel Corp., công tác nghiên cứu tăng cường thu hồi dầu (EOR) được đặt ra từ giai đoạn tìm kiếm thăm dò để hình thành một hệ thống công

nghệ tổng thể, liên kết các quá trình từ thăm dò đến khai thác cho cả đời mỏ chứ không chỉ giới hạn trong các kỹ thuật EOR khi mỏ đi vào cuối giai đoạn trưởng thành [1].

Trong công trình xây, 5 công nghệ chủ chốt (gồm: điều khiển từ xa; hiển thị; khoan và hoàn thiện giếng thông minh; tự động hóa; tích hợp số liệu) được xem là hạt nhân của công nghệ mới, tiên tiến. Cùng với đó, các thành quả của cách mạng công nghiệp lần thứ 4 được ứng dụng trong lĩnh vực dầu khí giúp cho các doanh nghiệp dầu khí tìm ra các tài nguyên (resources) và gia tăng trữ lượng (reserves) chính xác hơn, lập kế hoạch khoan, phát triển mỏ, khai thác tối ưu cũng như quản lý hiệu quả hơn. Sử dụng các công nghệ này, các doanh nghiệp dầu khí sẽ có các “mỏ dầu số” (digital oil field) từ mỏ có sẵn, qua đó có thể tăng trữ lượng thu hồi lên thêm 2 - 7%, giảm chi phí từ 10 - 25% và tăng hệ số khai thác từ 2 - 4% [2].

Những doanh nghiệp sẽ hưởng lợi nhiều nhất từ công nghệ số tùy thuộc vào kịch bản lựa chọn:

- Kịch bản 1: Doanh nghiệp duy trì hoạt động kinh doanh như thường lệ. Công nghệ số được sử dụng như

một giải pháp phụ giúp giảm giá thành, gia tăng hệ số thu hồi, cải thiện sản xuất nhưng không phải là đổi mới cơ bản được tiến hành trong mô hình kinh doanh, chiến lược cạnh tranh hoặc trong mối quan hệ cấu trúc;

- Kịch bản 2: Người đứng đầu lĩnh vực/doanh nghiệp có thể áp dụng tốt nhất công nghệ số để có những ý tưởng mới nhằm giành lợi thế cao trong cạnh tranh;

- Kịch bản 3: Thiết lập quan hệ mới để hình thành một tập hợp mới, đủ sức mạnh trí tuệ và tài chính gồm các doanh nghiệp dầu khí đang sử dụng các biện pháp cơ bản có sẵn để tiếp cận và nhanh chóng ứng dụng công nghệ số nhằm tối ưu hóa sản xuất và nâng cao vị thế cạnh tranh.

Ba kịch bản trên cho thấy vai trò quan trọng của người đứng đầu lĩnh vực/doanh nghiệp trong khả năng đổi mới tư duy, tiếp cận với trào lưu tiến bộ chung của thế giới.

Nội dung của cuộc cách mạng số trong lĩnh vực thượng nguồn là bước chuyển từ các quá trình phát triển nối tiếp có tính lịch sử, dựa trên các quá trình theo thời gian kế hoạch sang các quá trình theo thời gian thực song song/đồng thời để

tìm cách phát triển tài sản dầu khí. Dòng số liệu thời gian thực kết hợp với việc áp dụng các phần mềm tiên tiến cũng như các máy tính cực nhanh (workstation hiện đại) sẽ cho phép tạo ra các mô hình tầng chứa theo các giả thiết khác nhau một cách nhanh chóng và cơ động. Các mô hình này được sử dụng cùng với các bộ cảm biến điều khiển từ xa, các giếng thông minh và điều khiển tự động sẽ cho phép các nhà điều hành nhìn thấy những gì đang xảy ra hoặc có khả năng xảy ra ở dưới sâu trong lòng đất để có thể dự báo chính xác giải pháp gì cần phải áp dụng tiếp theo nhằm nâng cao sản lượng và quản lý có hiệu quả công tác phát triển mỏ. Công nghệ hiển thị 3D theo nhiều tỷ lệ kết hợp với khả năng quản lý mảng số liệu rất lớn cùng với mạng lưới mật độ cao giúp giảm thời gian tìm ra cấu tạo triển vọng có xác suất chính xác cao, rút ngắn thời gian lập kế hoạch phát triển mỏ, thiết kế giếng, kế hoạch khoan...

Sau đây là một số ví dụ về các công nghệ dầu khí chuyên ngành mang lại hiệu quả cao:

- Đo lặp địa chấn (Time lapse seismic): Công nghệ đo lặp địa chấn được hiểu là công nghệ 4D, tức là đo lặp địa chấn trên cùng địa điểm và cùng vị trí thu nổ - ghi sóng tại 2 thời điểm khác nhau trong quá trình thăm dò - khai thác giúp các doanh nghiệp dầu khí xác định các diện tích chứa dầu, lập bản đồ dịch chuyển dòng dầu, dòng chất lỏng bơm ép dầu, các vật cản và sự thay đổi lộ trình dòng dầu trong tầng chứa sau một thời gian khai thác cũng như kiểm tra hiệu quả quét dầu trong phương pháp tăng cường thu hồi dầu (EOR). Công nghệ này được kỳ vọng có thể giúp tăng cường thu hồi thêm từ 3 - 7% và đẩy mạnh hệ số thu hồi dầu. Các thiết bị điều khiển

từ xa dùng trong nghiên cứu trọng lực, điện từ, thăm dò địa chấn bằng mạng lưới địa chấn ký cố định hoặc dùng các địa chấn ký bằng sợi quang đặt trong giếng khoan.

- Hiển thị 3D: Là cách biểu hiện tập hợp số liệu thông tin tổng hợp theo khuôn (format) rộng nhằm giúp các nhà lập kế hoạch phát triển mỏ xác định vị trí tối ưu để đặt giếng khoan, chiều sâu giếng, xác định vùng dầu bị bỏ qua, cực tiểu hóa sai số chuyển đổi thời gian sang độ sâu. Công nghệ này giúp tăng hệ số thu hồi và giảm giá thành.

- Khoan giếng thông minh và hoàn thiện giếng: Số liệu các bề mặt lớp dưới sâu theo "thời gian thực" thu được trong quá trình khoan được sử dụng nhằm cực đại hóa mức xâm nhập/xuyên sâu vào tầng chứa bằng cách điều khiển đường đi của lòng giếng và tránh các sự cố khoan. Các cảm biến đo nhiệt độ, áp suất, dòng đa pha trong giếng và các van kiểm tra dòng dầu được đặt trong quá trình hoàn thiện giếng giúp tối ưu hóa năng suất khai thác của giếng; giúp các nhà điều hành xác định các vùng bị nước xâm nhập sớm và bơm ép không hiệu quả, điều khiển dòng trong vùng này bằng cách điều chỉnh vị trí các nút bít dòng. Khi áp dụng phối hợp với các công nghệ khác như điều khiển từ xa thì khối lượng dầu khí thu hồi tăng cường có thể tăng lên đến 7%.

- Tự động hóa tăng cường: Công nghệ kiểm soát và kiểm tra từ xa hiện nay đã hoàn chỉnh và được sử dụng rộng rãi cho phép thu hồi số liệu tự động, giảm nhân lực làm việc tại các địa điểm khai thác, báo động tự động cũng như trong công nghệ dự báo và tối ưu hóa công suất. Các hệ thống hoạt động tự động, mạch khép kín cho phép các giàn khai thác hoặc các chương trình thu hồi tăng

cường EOR hoạt động như một thiết bị đơn nhất.

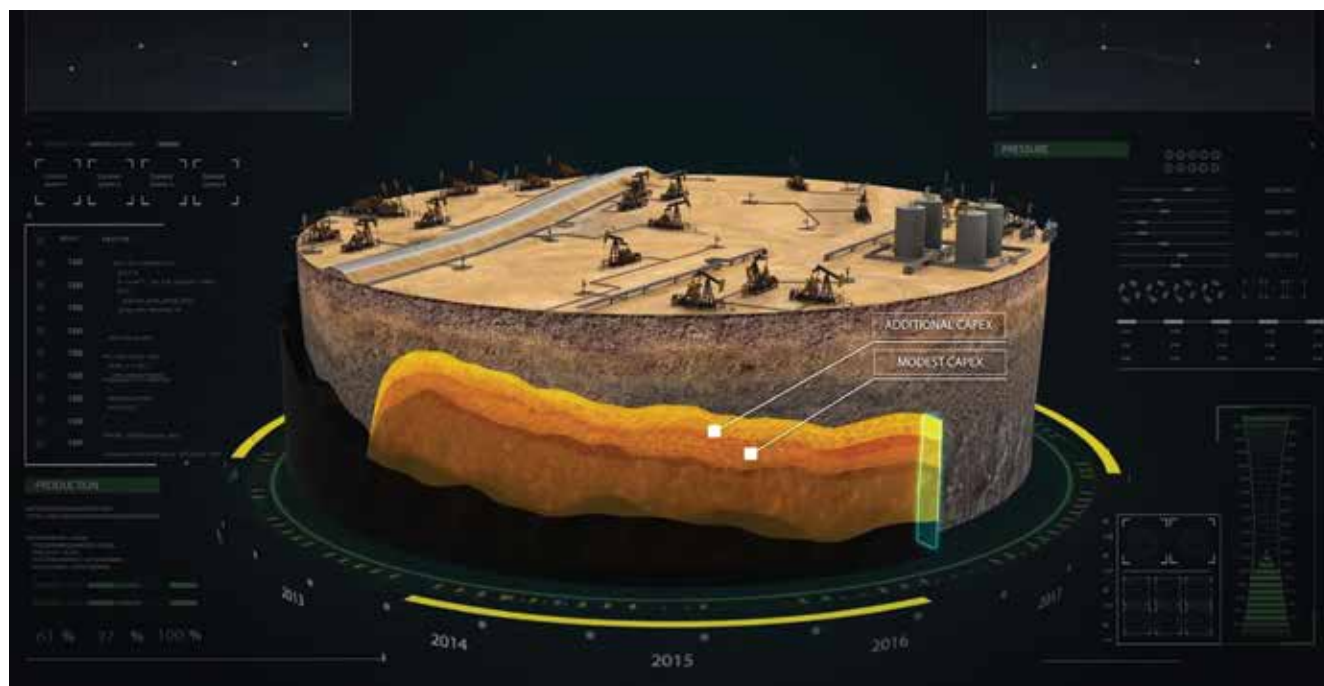
- Tích hợp số liệu: Tích hợp việc thu nhận và quản lý thông tin về tầng chứa, điều kiện lòng giếng và cả hệ thống cho phép các đơn vị thăm dò khai thác thu được các thông tin chính xác và chuyển giao chúng đúng địa chỉ (người sử dụng), đúng thời gian, tạo ra các bản phân tích tình hình một cách toàn diện, điều hành chiến lược hoạt động, xác định và sử dụng kinh nghiệm có hiệu quả nhất để đưa ra các quyết định tối ưu hóa hữu hiệu nhất.

- Các công nghệ mới được ứng dụng trong lĩnh vực dầu khí

Sự tương đồng giữa các công nghệ trên với các công nghệ đang được sử dụng hoặc đang phát triển ở các ngành kinh tế - kỹ thuật khác cùng với sự dễ dàng trong việc chuyển giao công nghệ cho ngành dầu khí thúc đẩy các doanh nghiệp dầu khí truyền thống phải phát triển phần cứng và phần mềm mới, thiết lập các đối tác công nghệ mới.

Những lĩnh vực có thể phát triển công nghệ số gồm: các quá trình tối ưu hóa, SCADA (điều khiển, giám sát, thu nhận số liệu), tích hợp, cảm biến bằng kỹ thuật nano, bảo dưỡng dự phòng, đo đặc viển thám và truyền thông. Những công nghệ cao có thể chuyển giao cho các doanh nghiệp trong lĩnh vực thăm dò - khai thác gồm: tối ưu hóa công tác quản lý mỏ, hoạt động khai thác ảo, hậu cần cho hệ thống cung cấp hợp lý và tạo nguồn ngoài cho quá trình kinh doanh theo nhóm.

Để có sự biến đổi từ lượng sang chất, các ứng dụng sẽ hướng tới các mỏ dầu ảo, thể hiện bằng công nghệ số. Công nghệ tin học sẽ làm việc theo chức năng nhưng thách thức lớn nhất liên quan đến sự chấp nhận và thích



Công nghệ Digital Oil Recovery. Nguồn Foroil

ngành công nghệ là con người phải thay đổi cách làm việc như thế nào.

Intel Energy Solutions cho biết đã xây dựng các phần mềm/block cơ bản cho công nghệ đổi mới ngành dầu khí cùng các trạm chuyên dụng (workstations) công suất cao, các bàn phím, các thiết bị không dây giúp tăng năng suất trong lúc các máy chủ (server) cung cấp các bảng số liệu nền tảng rộng sẽ điều hành mỏ trong tương lai. Intel cũng phối hợp với các chuyên gia dầu khí thiết lập các chuẩn để tích hợp các công nghệ, chọn lựa nghiệm cho các bài toán đa nghiệm. Các nhà cung cấp công nghệ cũng hợp tác chặt chẽ với các doanh nghiệp dầu khí để tăng sản lượng khai thác thông qua đẩy mạnh chu trình thăm dò - khai thác giúp nâng cao hiệu quả kinh doanh.

2. Ứng dụng công nghệ số trong tăng cường thu hồi dầu

Trong ngôn ngữ dầu khí, những mỏ đang chuyển sang giai đoạn cạn kiệt, sản lượng liên tục suy giảm được gọi là "mỏ nâu" (brownfields), các mỏ

bắt đầu đưa vào khai thác gọi là "mỏ xanh" (greenfields). Công nghệ khai thác các mỏ nâu được gọi là "tăng cường thu hồi dầu" hoặc "thu hồi thứ cấp/tam cấp" hoặc ngắn gọn là công nghệ vét dầu (EOR).

Theo nghĩa rộng, công nghệ tăng cường thu hồi dầu ở các mỏ nâu là một tổ hợp nhiều công nghệ thuộc các hoạt động thăm dò - phát triển mỏ - khai thác.

Đối với mỏ nâu, trước khi áp dụng công nghệ khai thác mới, việc tái xử lý tài liệu địa vật lý đã có, tái minh giải địa chất từ các nghiên cứu tổng hợp địa vật lý - địa chất - khoan là rất cần thiết để hiểu rõ hơn cấu trúc mỏ, các tính chất đặc trưng của mỏ cũng như sự thay đổi trong quá trình khai thác đã qua. Đây là hoạt động kinh tế nhất vì đầu tư rất nhỏ thông qua sử dụng cập nhật các sáng tạo công nghệ hiện đại cùng tích hợp trí tuệ, kinh nghiệm thu nhận được của các chuyên gia đã làm việc ngay tại mỏ trong thời gian dài.

Trong thời gian đầu khi mỏ mới đưa vào khai thác, vấn đề tăng

cường thu hồi dầu chưa cần thiết nên thường chỉ áp dụng những công nghệ địa vật lý thông thường. Để chuẩn bị cho EOR, trong hoạt động xử lý lại tài liệu địa vật lý cần áp dụng các giải pháp kỹ thuật cao hơn như áp dụng các phép biến đổi Radon, biến đổi Z vào các hệ thống số, phân tích các mạch (trace) địa chấn phức (complex-trace analysis), phân tích cepstrum, sử dụng tín hiệu giải tích (analytic signals) trong mô hình hóa, nội suy thông minh (intelligent interpolations), dịch chuyển thời gian - độ sâu hỗn hợp (hybrid migration)... để loại bỏ những nhược điểm của công nghệ phổ dụng đã dùng trong xử lý thông thường trước đó.

Trong minh giải địa chất cần áp dụng đa dạng hóa các phương pháp mô hình hóa (modeling) dữ liệu địa vật lý - địa chất tổng hợp ngoài mô hình đơn - tham số (mono-parameter) trên máy tính; phát hiện, giải thích các hình thái thay đổi trong trường điện từ, trường trọng lực, tốc độ truyền sóng... và áp dụng đầy đủ các phương pháp minh giải địa chấn - địa tầng (stratigraphic

interpretation), nhất là mô hình lắng đọng trầm tích, phân tích tương địa chấn, xác định các dấu hiệu dầu, khí, nước vỉa, thông qua phân tích các đặc trưng phản xạ...

Ngoài việc bổ sung, đan dày, đổi hướng các tuyến địa chấn trên các khu vực nghèo số liệu, rất cần áp dụng địa chấn 3D, 4D, địa chấn thẳng đứng, địa chấn - địa vật lý giữa các giếng khoan (cross-hole measurements). Trong điều kiện kỹ thuật - tài chính cho phép có thể áp dụng sóng ngang, các phương pháp trường điện từ để phối hợp hỗ trợ cho phương pháp địa chấn, kể cả vi địa chấn, giúp làm sáng tỏ tính chất bất đồng nhất của môi trường địa chất trong những khu vực nhỏ, hoặc phức tạp.

Các công nghệ tiến bộ trong EOR như: gia nhiệt, phá vỡ thủy lực, phá vỡ bằng vật liệu nổ hoặc bằng điện, bơm ép nước, hơi nước, khí CO₂, methane, bơm ép hóa chất (polymer)... cũng được các doanh nghiệp dầu khí quan tâm nghiên cứu và áp dụng trong sản xuất, đặc biệt là tại các mỏ phi truyền thống kể cả dầu khí trong đá móng, đá carbonate hoặc đá rắn chắc chứa các kẽ nứt vi mô không liên thông. Các phương pháp này tạo điều kiện rất tốt cho tái thăm dò địa vật lý trong môi trường mỏ nâu vì giúp làm thay đổi tính chất vật lý của đá chứa trong hoặc sau quá trình khai thác. Các thông tin về mức độ thay đổi này là chỉ dẫn gián tiếp vô cùng giá trị cho hoạt động EOR.

3. Công nghệ Digital Oil Recovery™: Tối ưu hóa các mỏ dầu đang dần cạn kiệt

Petroleum Economist Outlook 2018 công bố một áp dụng công nghệ số trong EOR với tên gọi Digital Oil Recovery™ (DOR) của Deloitte do FOROIL cung cấp và được giới thiệu

là một phương pháp tăng cường thu hồi dầu mang tính phát minh cao, đồng thời là một giải pháp tối ưu hóa kỹ thuật khai thác, gia tăng lợi nhuận trong chu kỳ ngắn [3].

Tình trạng giá dầu thấp kéo dài đã tạo ra áp lực buộc các doanh nghiệp dầu khí phải tìm cách cải thiện tính hiệu quả chi phí bằng các giải pháp đổi mới cơ cấu tổ chức và cơ chế quản lý nhằm trì hoãn các khoản đầu tư cơ bản lớn. Các giải pháp này giúp các doanh nghiệp cải thiện khả năng sinh lời và bảo vệ dòng tiền mặt, song lại tạo ra nhiều thách thức đối với gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác. Các lựa chọn đối với doanh nghiệp dầu khí Mỹ không nhiều và thường rơi vào 2 lĩnh vực rất rộng, đó là các đề án đầu tư cơ bản lớn, thời gian mang lại lợi nhuận dài và các đề án phát triển mỏ có thời gian khai thác ngắn hơn trước, chủ yếu trong lĩnh vực tài nguyên phi truyền thống. Khi giá dầu được dự báo đi vào chu kỳ hồi phục với tốc độ chậm, các nhà điều hành phải tìm thêm các giải pháp để gia tăng sản lượng với chi phí đầu tư thấp trong thời gian ngắn và ít rủi ro. Địa bàn để thực hiện các mục tiêu này là các mỏ đã qua giai đoạn trưởng thành và công nghệ cần là các phương pháp tăng cường thu hồi dầu có hiệu quả cao để có thể giảm giá thành thùng dầu xuống mức dưới điểm hòa vốn mới mang lại lợi nhuận.

Hiện nay, các mỏ dầu nâu đóng góp hơn 60% sản lượng dầu thế giới. Mỗi một phần trăm gia tăng sản lượng ở các mỏ này có thể đem đến cho nguồn cung dầu trên thị trường không ít hơn 500.000 thùng/ngày, tức là trên 10 tỷ USD doanh thu/năm. Điều này mở ra một hướng đi mới cho các nhà nghiên cứu cải tiến công nghệ theo hướng ứng dụng công nghệ số và Deloitte đã bước đầu

thành công. Công nghệ Digital Oil Recovery™ đang được nhiều doanh nghiệp dầu khí lựa chọn nhờ chi phí đầu tư thấp nhưng mang lại hiệu quả nhanh và ít rủi ro, giúp tối ưu hóa hệ số thu hồi dầu từ các mỏ nâu.

Khác với các phương pháp EOR truyền thống, công nghệ Digital Oil Recovery™ sử dụng lịch sử khai thác của mỏ để mô phỏng toàn bộ quá trình khai thác, chứ không phải chỉ xây dựng lại cấu trúc tầng chứa dựa trên các dữ liệu đo đạc địa chấn cũ cùng các số liệu thu được gián tiếp về các lớp trầm tích. Mô hình địa chất giúp minh giải các lớp ở sâu đối với các mỏ xanh nhưng không thể hiện đầy đủ các bất đồng nhất, tính phức tạp và các diễn biến động lực học của tầng chứa đang trong quá trình cạn kiệt hiện tại. Trong khi đó, Digital Oil Recovery™ áp dụng thiết bị học máy (machine learning) cho các mô hình hỗn hợp tinh xảo nhất để kết hợp các phương pháp toán học với đặc tính vật lý tầng chứa (reservoir physics) nhằm xây dựng mô hình động lực cùng trạng thái thể hiện diễn biến phức tạp của các tầng chứa mỏ nâu một cách đáng tin cậy với độ chính xác cao.

Dữ liệu lịch sử có sẵn của mỏ gồm: vị trí giếng khoan, các đường cong địa vật lý giếng khoan (logs), tính chất vật lý của đá, áp suất và số liệu khai thác.

Mô hình được xây dựng sử dụng máy tính tốc độ cao và các kỹ thuật tối ưu hóa hỗn hợp biến dạng một quá trình/hiện tượng khi đi qua một bộ lọc tuyến tính (treefold hybrid optimization techniques) kết hợp với các phép tiếp cận phát hiện luận phi quyết định luận (combining heuristic, non-deterministic approaches). Tính dự báo của mô hình hành vi phản ứng (behavioral model) có độ chính xác cao với không gian nghiệm rộng,

phức tạp. Các kết quả được quét (scanned) cho ra hàng chục triệu tình huống giúp xác định nghiệm sản lượng tối ưu ứng với những điều kiện ràng buộc về tiềm lực vật chất, công nghệ, nhân lực, tài chính của doanh nghiệp. Cuối cùng, mô hình cung cấp các kế hoạch hành động cần phải tiến hành (chuyển giao nhiệm vụ khai thác sang bơm ép, thay đổi thiết bị, chất bơm ép và phương pháp bơm ép, tái hoàn thiện giếng, định hướng khoan lệch, khoan xiêng, khoan ngang, đặt thêm các giếng đan dày...) để có sản lượng gia tăng nhanh nhất.

Theo Deloitte, công nghệ Digital Oil Recovery™ có thể cho kết quả nghiên cứu trong vòng 3 - 4 tháng so với 24 - 36 tháng nếu sử dụng công nghệ truyền thống. Trong 10 năm qua, công nghệ Digital Oil Recovery™ đã được sử dụng thành công tại nhiều mỏ có cấu trúc địa chất phức tạp. Kết quả sản lượng khai thác gia tăng 20% khi không phải tăng chi phí đầu tư và gia tăng tới 35% khi đầu tư ở mức vừa phải. Với mức gia tăng 20% sản lượng ở các mỏ nâu có công suất 100.000

thùng/ngày, thì mức gia tăng đạt 7,2 triệu thùng/năm, doanh thu tăng 180 triệu USD/năm, tăng lợi tức cho cổ đông mà không phải đầu tư thêm chi phí đầu tư cơ bản (capex) [4].

Công nghệ Digital Oil Recovery™ được thể hiện theo công thức sau: Dữ liệu lịch sử của mỏ nâu + Toán học cao cấp + Đặc tính vật lý tầng chứa + Trí tuệ nhân tạo = Nghiệm tối ưu.

Thế mạnh của công nghệ Digital Oil Recovery™: Chi phí đầu tư thấp, thời gian tiếp nhận công nghệ và triển khai ứng dụng ngắn, ít rủi ro, tăng sản lượng thu hồi và gia tăng cả trữ lượng.

Điều kiện cần: Các nhà điều hành có chiến lược đổi mới công nghệ và chiến lược đào tạo nhân sự chất lượng cao.

Giám đốc Nghiên cứu của CERA đánh giá cuộc cách mạng công nghệ số (digital technologies) có thể biến đổi mạnh tính năng động của hoạt động cung cấp dầu cho thế giới tại thời điểm mà ngành công nghiệp dầu khí phải đối mặt với những khó khăn trong lựa chọn mới khi quyết định đầu tư. Để có "mỏ dầu số" ngoài

việc phải sử dụng công nghệ hiện đại, còn phải kết hợp các cấu trúc chiến lược, văn hóa, các hệ thống, các quá trình kinh doanh và quan trọng hơn là con người. Các doanh nghiệp có tầm nhìn rộng thực sự muốn tiếp nhận công nghệ số cần thiết phải tạo ra điều kiện đổi mới và giữ vững vị trí dẫn đầu thông qua đổi mới.

Tài liệu tham khảo

1. CERA. *The digital oil field of the future: Enabling next generation reservoir performance*. 2003.
2. www.naturalgasintel.com. CERA: *New-generation technologies to transform oil, gas industry within 10 years*. NGI the weekly gas market report. 2003.
3. Petroleum Economist. *Digital Oil Recovery - Expanding reserve and production optionality with digital technologies*. 2018.
4. Deloitte. *Digital Oil Recovery™ powered by Foroil accelerating production and maximizing value from brownfields*. 2018.

APPLICATION OF DIGITAL TECHNOLOGY IN UPSTREAM SECTOR

Tran Ngoc Toan

*Institute of Research and Development
Duy Tan University*

Summary

According to Cambridge Energy Research Associates (CERA), five key technologies (including remote sensing, visualisation, intelligent drilling and completion, automation and data integration) are considered the nucleus of new and advanced technologies, helping oil and gas companies find resources and increase reserves more accurately, establish drilling, field development and optimal production plans, and manage operations more efficiently. By using these technologies, oil and gas companies will develop "digital oil fields" from existing fields, by which to increase recovery rate by 2 - 7%, reduce costs from 10 - 25% and increase production coefficient by 2 - 4%.

This article introduces some results of digital technology application in the upstream sector, especially technologies to enhance oil recovery with low investment and little risk, which help optimise production techniques and increase profits in the short cycle.

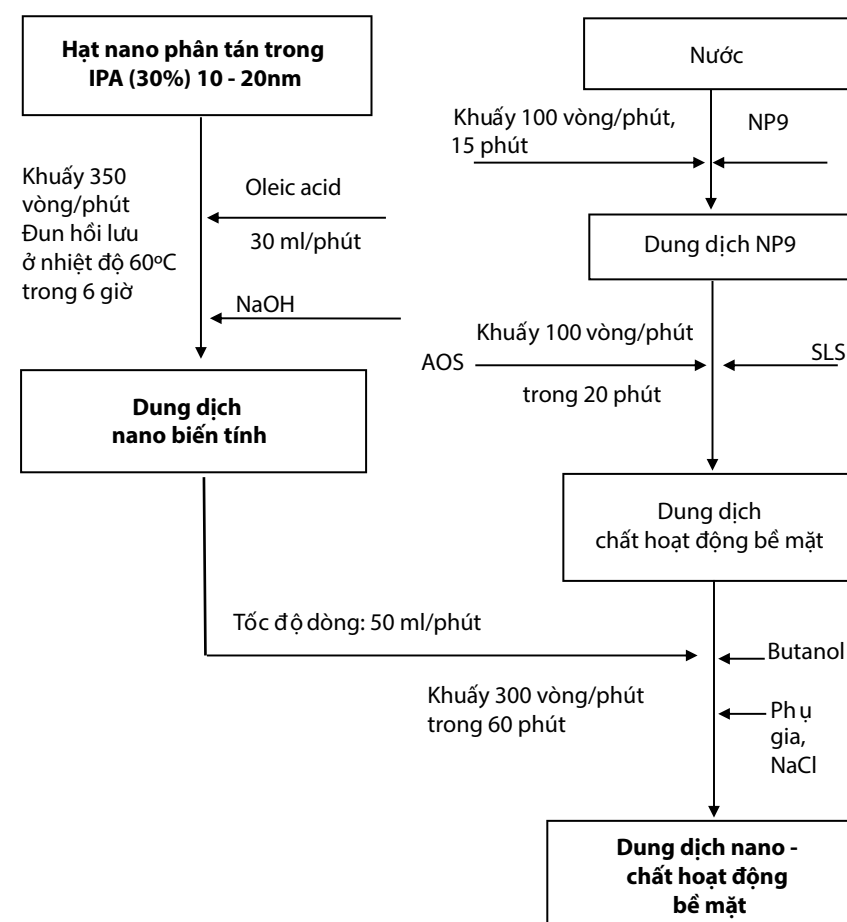
Key words: Digital technology, automation, digital oilfields, enhanced oil recovery, Digital Oil Recovery™.

HOÀN THIỆN CÔNG NGHỆ NANO TRONG BƠM ÉP CHẤT HOẠT ĐỘNG BỀ MẶT ĐỂ NÂNG CAO HIỆU SUẤT THU HỒI DẦU VĨA CÁT KẾT MIOCENE MỎ BẠCH HỔ

Để tiếp tục phát triển công nghệ tăng cường thu hồi dầu (EOR) ở giai đoạn 1 "Nghiên cứu áp dụng công nghệ nano trong bơm ép chất hoạt động bề mặt để nâng cao hiệu suất thu hồi dầu vỉa cát kết Miocene mỏ Bạch Hổ", ông Trịnh Thanh Sơn cùng các cộng sự tại Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã đề xuất việc hoàn thiện thông số công nghệ sản xuất hệ hóa phẩm chất hoạt động bề mặt mang hạt nano silica (nano - HĐBM) nhằm nâng cao hiệu suất thu hồi dầu vỉa cát kết Miocene mỏ Bạch Hổ, trong đó thiết lập mô hình mô phỏng bơm ép hệ hóa phẩm, để xuất chương trình thử nghiệm công nghiệp để góp phần xây dựng quy trình công nghệ sản xuất hóa phẩm.

Nghiên cứu trong giai đoạn này gồm: tối ưu hóa quá trình biến tính bề mặt các hạt nano silica; xác định lại các đặc tính lý hóa của hạt nano sau biến tính; thử nghiệm đánh giá đặc tính hóa lý của hệ hóa phẩm nano - HĐBM như: kích thước hạt, độ bền nhiệt, khả năng giảm sức căng bề mặt, khả năng thay đổi tính thấm ướt, độ bền phân tán theo thời gian; xây dựng quy trình sản xuất hệ hóa phẩm ở quy mô pilot; thử nghiệm đánh giá trên mô hình vỉa; lựa chọn đối tượng áp dụng, mô phỏng quá trình bơm ép tổ hợp cho đối tượng Miocene mỏ Bạch Hổ và tính toán hiệu quả kinh tế.

Hệ hóa phẩm nano - HĐBM sử dụng trong thực tế đáp ứng được các tiêu chí kỹ thuật như độ bền nhiệt, chịu muối ở nhiệt độ cao; khả năng giảm sức căng bề mặt giữa dầu/nước thấp; thay đổi tính dính ướt giữa dầu/đá chứa; sức căng bề mặt thấp ở độ pha loãng lớn, độ ổn định phân tán cao ($Z > 25$), độ nhớt không vượt quá



Hình 1. Quy trình sản xuất hệ hóa phẩm nano - HĐBM quy mô 100 lít/mẻ

giới hạn áp suất bơm và độ pH nằm trong khoảng nước biển và nước vỉa.

Để đảm bảo các tiêu chí trên, nhóm tác giả đã hoàn thiện công nghệ chế tạo hệ hóa phẩm nano - HĐBM gồm:

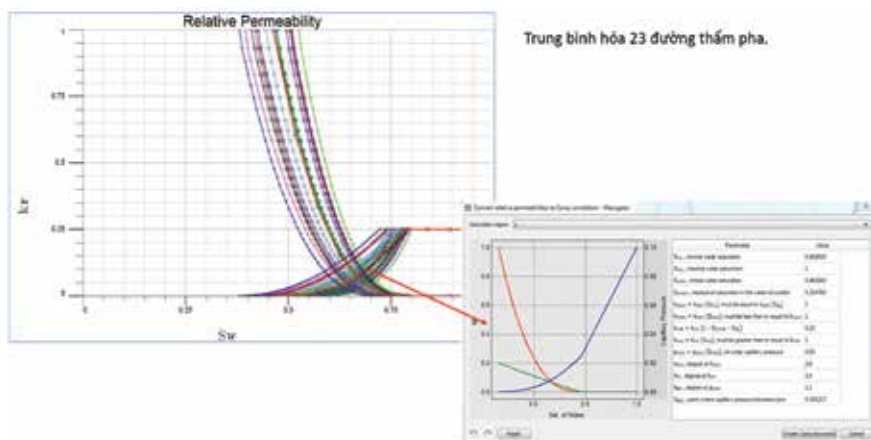
- Tối ưu hóa quá trình biến tính hạt nano bằng acid oleic (OA).

Nhóm tác giả đã khảo sát ảnh hưởng tỷ lệ các chất tham gia phản ứng; khảo sát ảnh hưởng của nhiệt độ phản ứng; thời gian phản ứng; hiệu suất của phản ứng gắn oleic trên bề mặt hạt nanosilica; ảnh hưởng của tốc độ khuấy để cho ra điều kiện tối ưu của phản ứng biến tính bề mặt hạt nano có kích thước

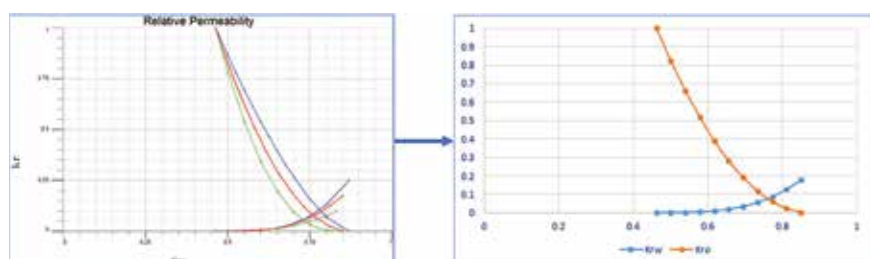
20nm là: tỷ lệ nồng độ các chất tham gia phản ứng OA/Si 0,113; nhiệt độ 60°C; hiệu suất phản ứng 30%, tốc độ khuấy 350 vòng/phút trong tổng thời gian 5 giờ 50 phút.

- Phối trộn hạt nano với dung dịch chất hoạt tính bề mặt và xác định các đặc tính hóa lý của hệ hóa phẩm nano - HĐBM.

Nhóm tác giả thực hiện thử nghiệm 6 lần phối trộn hạt nano với dung dịch hoạt tính bề mặt ở quy mô 5 lít/mẻ cho thấy quy trình pha khuấy đạt độ ổn định với sai số không đáng kể. Dựa vào các thông số thực nghiệm ở quy mô 5 lít/mẻ như: tốc độ khuấy trộn, thời gian



Hình 2. Đường trung bình thấm pha từ 23 đường thấm pha khu vực phía Nam Miocene



Hình 3. Đường cong thấm pha sử dụng cho quá trình bơm ép hệ hóa phẩm mô hình toàn mô

khuyến trộn và nhiệt độ khuyến trộn, từ đó tiến hành thử nghiệm pha trộn hệ hóa phẩm ở quy mô pilot 100 lít/mẻ (Hình 1). Kết quả cho thấy, các thông số sản phẩm ở quy mô 100 lít/mẻ tương đồng với các thông số sản phẩm ở quy mô 5 lít/mẻ đáp ứng yêu cầu ban đầu cho sản phẩm nano - HDBM có độ bền phân tán theo thời gian cao, bền nhiệt và chịu muối tốt.

Nhóm tác giả đã thu thập số liệu và phân tích tính chất đá chứa và chất lưu tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ để đánh giá khả năng áp dụng bơm ép hệ hóa phẩm nano - HDBM. Giải pháp này mang lại hiệu quả cao, đặc biệt khi áp dụng kết hợp với các loại hóa phẩm khác nhằm gia tăng cả hệ số đẩy dầu như chất hoạt động bề mặt, tổ hợp vi sinh hóa lý...

Thử nghiệm bơm ép hệ hóa phẩm nano - HDBM trên mẫu lõi đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ, xây dựng đường cong thấm pha. Tiến hành thử nghiệm khả năng đẩy dầu trên mô hình vỉa, với các mẫu core, thông số thử nghiệm mô hình khác nhau. Kết quả thử nghiệm cho thấy, khi sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt bơm ép đẩy dầu đều làm tăng hệ số đẩy dầu trên các mô hình. Với cùng một chế độ bơm (mô phỏng áp suất, lưu lượng bơm trong thực tế), cùng một nồng độ chất hoạt động bề mặt, lượng dầu thu hồi tăng khác nhau trong khoảng 2,2 - 13,5% với mỗi mô hình. Dựa trên giá trị correy của đường thấm pha trung bình và các giá trị điểm cuối thu được từ thực nghiệm, xây dựng đường cong thấm pha cho quá trình bơm ép nước. Với

các giá trị bão hòa dầu dư thu được từ quá trình bơm ép hóa phẩm, hiệu chỉnh đường thấm pha cho quá trình bơm ép hóa phẩm để khớp hệ số thu hồi dầu và chênh áp thu được. Dựa vào các thực nghiệm trên mẫu lõi, đường cong thấm pha cho quá trình bơm ép hệ hóa phẩm cũng được xây dựng trên toàn mô (Hình 2, 3).

Nhóm tác giả sử dụng các phương án độ nhạy mô phỏng khai thác để đánh giá hiệu quả lượng dầu gia tăng và dự báo khai thác các phương án bơm ép hệ hóa phẩm nano tại mô hình mô phỏng khu vực phía Nam Miocene mỏ Bạch Hổ lưu lượng khai thác 2 tấn/ngày/giếng, độ ngập nước < 95% với nồng độ hóa phẩm tối ưu là 40%.

So với nghiên cứu trong giai đoạn 1 về việc áp dụng công nghệ nano trong bơm ép chất hoạt động bề mặt để nâng cao hiệu suất thu hồi dầu, các thông số để hoàn thiện được quy trình công nghệ sản xuất hệ nano - chất hoạt động bề mặt sử dụng cho bơm ép tăng cường thu hồi dầu cho đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ đã được tối ưu hóa cho ra các sản phẩm đáp ứng đầy đủ các tiêu chí kỹ thuật. Hệ hóa phẩm nano - HDBM ở quy mô pilot cùng với phương án thử nghiệm hệ hóa phẩm này cho đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ đã được nghiên cứu, xây dựng thành công. Theo tính toán, việc bơm ép hóa phẩm nano - HDBM sẽ đem lại hiệu quả kinh tế cao so với phương án bơm ép nước biển. Đây là cơ sở để tiến tới áp dụng công nghệ mới trong lĩnh vực tăng cường thu hồi dầu vào thực tiễn sản xuất.

Linh Chi (giới thiệu)