

Phân tích độ nhạy các thông số đầu vào phục vụ đánh giá trữ lượng mỏ dầu DQ kết hợp với phần mềm mô phỏng Monte Carlo

• Trần Văn Xuân

• Thái Bá Ngọc

Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM

(Bài nhận ngày 04 tháng 03 năm 2015, nhận đăng ngày 05 tháng 06 năm 2015)

TÓM TẮT

Thuật toán Monte Carlo được ứng dụng rộng rãi trong nhiều lĩnh vực của nhân loại, như tính toán rủi ro trong tiền tệ, toán thống kê xác suất, nghiên cứu khí quyển, ứng dụng công nghệ vật liệu trong laser... Trong phân khúc dầu khí, thuật toán Monte Carlo chủ yếu được ứng dụng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí. Trên thế giới nhiều nhà nghiên cứu đã ứng dụng thuật toán này qua việc đánh giá trữ lượng. Tại Việt Nam, công tác đánh giá trữ lượng với sự hỗ trợ của phần mềm mô phỏng không còn là điều lạ lẫm, cụ thể thuật toán Monte Carlo được ứng dụng trong đánh giá trữ lượng từ nhiều năm qua. Tuy nhiên thuật toán này chủ yếu được ứng dụng trong dự báo kết quả tính. Việc phân tích ảnh hưởng của các tham số đầu vào

trong tính toán phục vụ đánh giá trữ lượng vẫn còn rất hạn chế. Do đó trong phạm vi bài báo, tác giả đã tập trung phân tích độ nhạy của từng tham số đầu vào cho công tác đánh giá trữ lượng mỏ dầu DQ, lãnh thổ Việt Nam kết hợp với phần mềm mô phỏng Monte Carlo nhằm tăng độ tin cậy của kết quả tính toán. Kết quả phân tích ảnh hưởng của các thông số đầu vào trong đánh giá trữ lượng bằng phương pháp thể tích mỏ dầu DQ cho thấy trong năm thống số ảnh hưởng (Tích khối đá chứa, độ bão hòa nước ban đầu, độ rỗng, hệ số thể tích thành hệ, tỷ số bề dày hiệu dụng trên bề dày tổng), độ rỗng với mức ảnh hưởng biến thiên trong khoảng từ 0,66 ÷ 0,83 là tham số có ảnh hưởng lớn nhất đến kết quả đánh giá.

Từ khóa: Phân tích độ nhạy, mô phỏng Monte Carlo, dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng, tham số đầu vào, phân bố xác suất.

GIỚI THIỆU

Khái niệm

Phân tích độ nhạy (SA) các thông số trong mô hình là tìm hiểu các biến đầu ra của mô hình, có thể được phân cấp một cách định tính hay định lượng, thành những biến thể khác nhau như thế nào trong mối quan hệ với từng thông tin đầu vào và thông số cụ thể của mô hình? Như vậy, SA là bước đầu tiên cho việc ứng dụng khai thác mô

hình trong bất cứ bối cảnh nào, lĩnh vực nào, đặc biệt là đối với những mô hình bao gồm nhiều thuộc tính [4].

Các mô hình được phát triển để mô phỏng các hệ thống và các quá trình tự nhiên khác nhau (kinh tế, xã hội, vật lý, môi trường, thủy văn...) hoặc những phức hợp động. Trong thực tiễn, có

nhiều quá trình phức tạp đến mức các mô phỏng bằng thực nghiệm vật lý hoặc tiêu tốn quá nhiều thời gian, hoặc quá đắt đỏ, hay thậm chí là bất khả thi. Kết quả là, để tìm hiểu hệ thống và các quá trình, các mô hình toán thường được sử dụng.

Việc vận hành mô hình tốt đòi hỏi người xây dựng mô hình phải cung cấp sự đánh giá về độ tin cậy trong mô hình, có thể đánh giá độ bất định liên quan tới quá trình mô phỏng và với chính kết quả của mô hình.

Khởi đầu, SA được thiết lập để xử lý độ bất định trong các biến đầu vào và các thông số mô hình, đồng thời nghiên cứu mối quan hệ giữa thông tin vào và ra của mô hình. Qua một thời gian, ý tưởng được mở rộng để tính đến những bất định thuộc về nhận thức mô hình, như là bất định trong cấu trúc, giả thiết, khai báo mô hình. Như vậy, SA được sử dụng để làm tăng độ tin cậy trong mô hình và trong dự báo, bằng cách cung cấp hiểu biết về sự phản ứng của các biến mô hình với sự thay đổi đầu vào, là dữ liệu dùng để hiệu chỉnh đầu vào, cấu trúc mô hình hay các yếu tố tác động như là các biến độc lập; do đó SA được kết hợp chặt chẽ với phân tích độ bất định (UA), với mục đích là định lượng tổng thể sự bất định trong đầu vào mô hình.

Tính toán độ nhạy

Độ nhạy có thể được tính toán bằng nhiều phương pháp như phân tích định tính hoặc định lượng. Có thể kể đến một số công trình phân tích độ nhạy như của M.G.F. Werner, N.M. Hunter và P.D. Bates, A. Bahremand và F. De Smedt, Ryan Fedak (1999), Iman và Helton (1988), Campolongo và Saltelli (1997)...

Phân tích độ nhạy không tập trung vào việc tạo thành đầu ra của mô hình, mà vào việc xác định nguyên nhân làm thay đổi đầu ra, được lựa chọn trên cơ sở lý thuyết hay sử dụng một yêu cầu thực hiện SA, có ảnh hưởng trực tiếp lên kết

quả phân tích. Các cách tính khác nhau có ứng dụng và sử dụng khác nhau, và việc đo độ nhạy không thể diễn tả trên một công thức tổng quát.

Trong phạm vi bài báo, phân tích độ nhạy các tham số phục vụ đánh giá trữ lượng dầu khí tại chỗ được tiến hành thông qua kết hợp tiện ích Excel ứng dụng phần mềm mô phỏng Monte Carlo với phần mềm Crystal Ball.

Tầm quan trọng của phân tích độ nhạy

Trong mô hình số, SA có ý nghĩa khác nhau đối với những đối tượng khác nhau. Đối với nhà thiết kế, SA có thể là quá trình dịch chuyển hay thay đổi các thành phần trong thiết kế hay kế hoạch để điều tra xem sơ đồ trách nhiệm cho kế hoạch thay đổi như thế nào. Đối với nhà nghiên cứu, SA có thể là sự phân tích độ mạnh của liên kết giữa đầu vào nhiệt động lực và động học với đầu ra tính toán của một hệ thống tương tác. Đối với nhà thiết kế phần mềm, SA có thể liên quan tới độ mạnh và độ tin cậy của phần mềm tương ứng với các giả thiết khác nhau. Đối với nhà kinh tế, nhiệm vụ của SA là thông tin các thông số ước lượng của mô hình (thông thường bắt nguồn từ sự suy giảm) ổn định như thế nào liên quan với tất cả các yếu tố bị loại ra từ sự suy giảm, do đó tìm ra ước lượng thông số là mạnh hay yếu. Đối với nhà phát triển hệ thống chuyên môn, việc đo độ nhạy liên quan đến số lượng tiền phân phối là rất quan trọng. Đối với các nhà thống kê, bao gồm cả mô hình thống kê, SA chủ yếu được biết đến và thực hiện dưới tiêu đề “phân tích độ mạnh”. Họ hầu hết quan tâm tới “sức mạnh phân phối”, tính trợ liên quan với độ lệch nhỏ từ các giả thiết về phân phối nền tảng cho dữ liệu.

Những kiểu khác nhau của phép phân tích SA đều có mục đích chung là điều tra xem một mô hình tính toán cho trước phản ứng với sự thay đổi đầu vào của nó như thế nào. Những người làm mô hình quản lý SA để xác định:

Khả năng tương đồng của mô hình với hệ thống hay quá trình nghiên cứu.

Các yếu tố đóng góp chủ yếu vào sự biến đổi đầu ra và đòi hỏi nghiên cứu thêm để làm tăng cơ sở kiến thức.

Những thông số mô hình (hay chính là một phần của mô hình) không thiết yếu có thể được loại bỏ ra từ mô hình cuối cùng.

Liệu có những vùng của không gian yếu tố đầu vào làm cho sự biến đổi mô hình là cực đại.

Vùng tốt nhất trong không gian yếu tố để sử dụng trong nghiên cứu hiệu chỉnh tiếp theo.

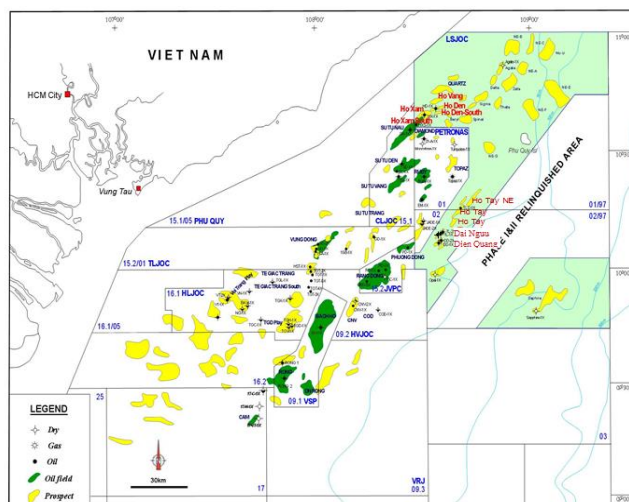
Liệu có những (nhóm) yếu tố nào tương tác với nhau.

Tóm lại phân tích độ nhạy đánh giá mức độ ảnh hưởng các thông số đầu vào tới đầu ra. Đây là bước đầu tiên trong quá trình vận hành mô hình, rất cần thiết cho quá trình hiệu chỉnh mô hình để tập trung vào các thông số quan trọng và bỏ qua các thông số trở nhằm giảm thiểu thời gian tính toán.

Phân tích độ nhạy của các thông số trong công thức đánh giá trữ lượng dầu tại chỗ sử dụng mô phỏng Monte Carlo cho mỏ DQ.

Vị trí địa lý

Lô 01/97 & 02/97 nằm về phía Đông Bắc của bể Cửu Long, kéo dài khoảng 160 km, nằm về phía Đông so với Thành phố Vũng Tàu. Độ sâu của mực nước biển biến thiên trong khoảng 40 – 70 m. Mỏ DQ nằm trong cấu tạo DQ nằm về phía Tây Nam của lô 02/97 (Hình 1) [3].



Hình 1. Vị trí mỏ DQ

Cơ sở tài liệu

Tài liệu thu thập bao gồm tài liệu địa chấn, tài liệu giếng khoan (mẫu vụn, mẫu lõi, mẫu sừng), tài liệu Wireline logging. Ngoài ra, phương pháp FMI còn được thực hiện trong móng ở giếng khoan DQ – 1X. Trong phần móng của DQ – 2X, GVR log được sử dụng thay thế.

Xác định các thông số liên quan đánh giá trữ lượng tập BII.2.20, BII.2.30, BII.1.10, BI.2.30 [2].

Xác định ranh giới dầu nước OWC và điểm dầu xuống thấp nhất.

Ranh giới dầu nước được xác định khi via có độ bão hòa nước lớn hơn giá trị tới hạn (cut – off, $Sw > 60\%$).

Căn cứ vào dữ liệu wire line, dữ liệu kiểm tra áp suất thành hệ (MDT), kết quả DST đối với 2 giếng DQ – 1X và DQ – 2X, ranh giới dầu nước được xác định là 1424 mSS, 1520 mSS, 1559 mSS đối với lần lượt các vỉa BII.2.20, BII.2.30, BII.1.10. Điểm dầu xuống tới là 1810 mSS, đường khép kín cuối cùng là 1813 mSS (Hình 2).

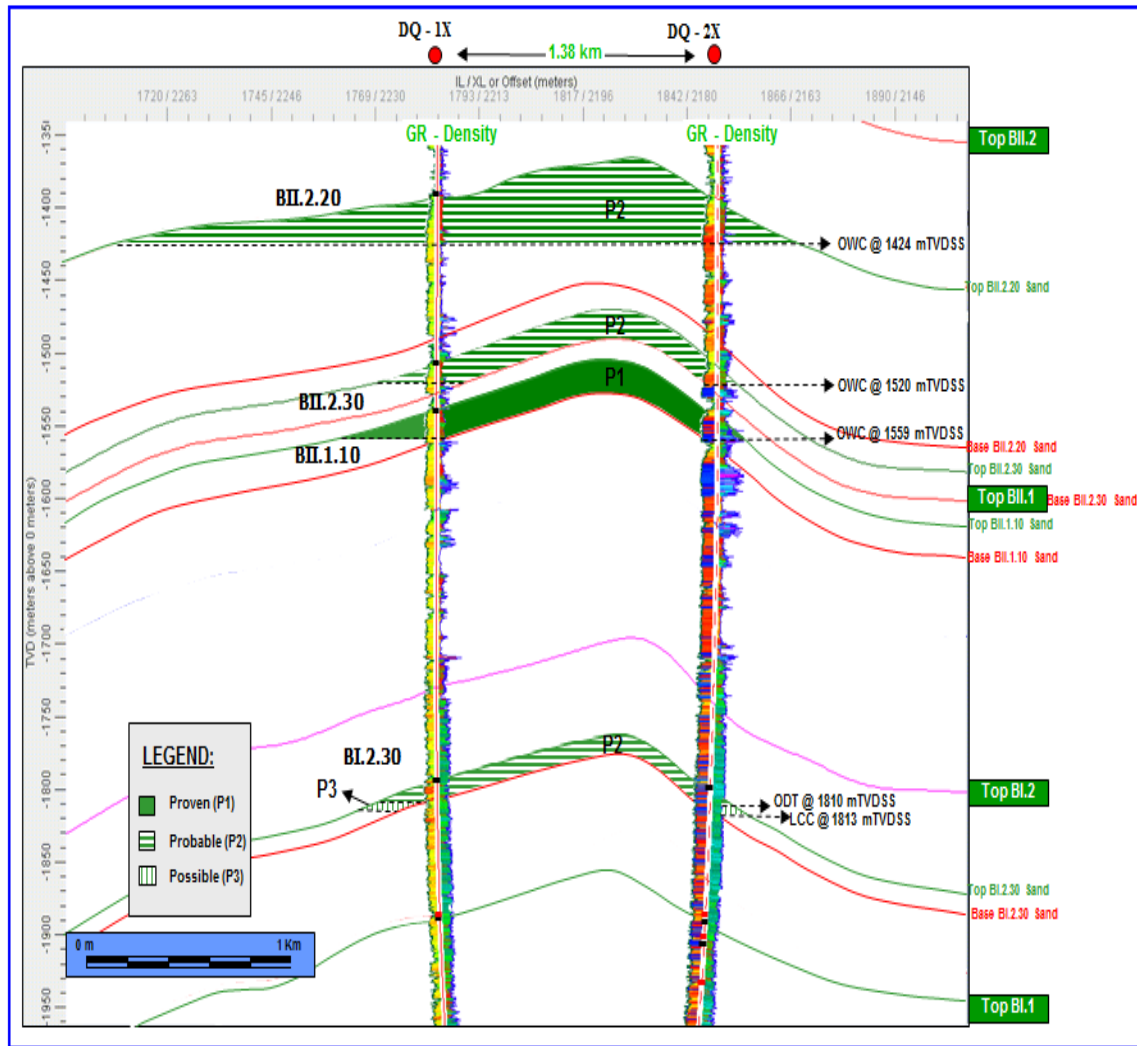
Phân cấp trữ lượng

Vỉa BII.2.20 có đỉnh cấu tạo ở 1370 mSS và ranh giới dầu nước ở độ sâu 1424 mSS. Vỉa được phân cấp trữ lượng P2 dựa vào tài liệu log, MDT, kết quả thử vỉa DST. Ở giếng DQ-1X, thử vỉa DST#3 được tiến hành kết hợp với PLT. Với giếng DQ – 2X, sau khi tiến hành thử vỉa DST#3 thu được 60bbl dầu có tỉ trọng 15° API (Bảng 1).

Vỉa BII.2.30 có đỉnh cấu tạo ở 1475 mSS, và ranh giới dầu nước ở 1520 mSS. Vỉa được phân cấp trữ lượng P2 dựa vào tài liệu log, kết quả thử vỉa MDT và DST. Tại giếng DQ – 2X, sau khi tiến hành thử vỉa DST # 2 thu được 214 bbl dầu có tỉ trọng 26° API.

Vỉa BII.1.10 có đỉnh cấu tạo ở 1515 mSS và ranh giới dầu nước ở 1559 mSS. Vỉa được phân cấp trữ lượng P1. Khi tiến hành thử vỉa DST # 3 tại khoảng 1574 – 1580 mMD tại giếng khoan DQ – 1X đã cho dòng dầu có lưu lượng 2052 bbl/day tại cỡ choke 36/64 inch.

Vỉa BI.2.30 có đỉnh cấu tạo ở 1750 mSS và điểm dầu xuống (ODT) ở 1810 mSS. Vỉa được phân cấp trữ lượng P2 và cấp trữ lượng P3 từ điểm ODT (1810 mSS) cho đến điểm tràn cấu tạo hay đường khép kín cuối cùng 1813 mSS. Vỉa này tồn tại những lớp cát mỏng (1 – 3 m). Khi tiến hành thử vỉa DST # 2 tại giếng DQ – 1X thu được dầu nặng (20° API) trong tua bin mà không có dầu lên bề mặt. Khi thực hiện thử vỉa DST # 1 tại giếng DQ – 2X thu được 20 thùng dầu 28° API. Có 3500 cc dầu thu được từ lấy mẫu MDT tại giếng DQ – 2X.



Bảng 1. Tổng hợp ranh giới dầu nước tại các vỉa

Vỉa chứa (Reservoir)	01/97 – DQ – IX						02/97 – DQ – 2X						Ghi chú (Remark)
	Độ sâu (Depth-mMD)		Độ sâu (Depth-mSS)		Ranh giới dầu nước (OWC- mMD/m SS)	Độ sâu dầu xuống tới (ODT- mMD/mS S)	Độ sâu (Depth-mMD)		Độ sâu (Depth-mSS)		Ranh giới dầu nước (OWC- mMD/mS S)	Độ sâu dầu xuống tới (ODT- mMD/mSS)	
	Nóc (Top)	Đáy (Base)	Nóc (Top)	Đáy (Base)			Nóc (Top)	Đáy (Base)	Nóc (Top)	Đáy (Base)			
BII.2.20	1423,3	1519,8	1391,3	1487,5	1456/ 1424		1428,0	1527,7	1399,0	1498,7	1453/ 1424		OWC from Log/ MDT
BII.2.30	1539,0	1560,6	1507,0	1528,3	1552/ 1520		1541,4	1560,0	1512,4	1531,0	1549/ 1520		OWC from Log/ MDT
BII.1.10	1570,5	1639,7	1538,5	1607,4	1591/ 1559		1567,9	1645,8	1538,9	1616,8		1587/ 1558	OWC from Log/ MDT ODT from Log
BI.2.30	1826,5	1917,0	1794,2	1833,7		1804,3/ 1808	1828,7	1923,0	1796,1	1884,5		1843/ 1810	ODT from Log

Xác định các thông số tính toán

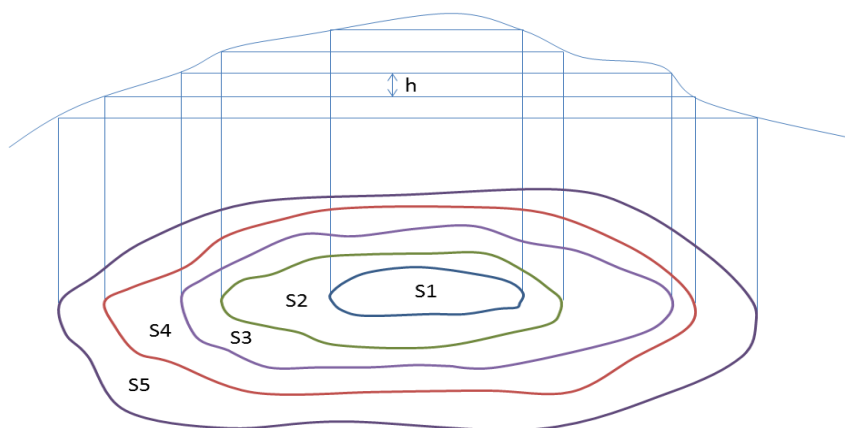
Tích khối đá chứa

Tích khối đá chứa (BRV) được xác định bằng cách lấy diện tích của thân dầu (A) nhân với chiều dày của tầng sản phẩm đó (h), đây là công thức tổng quát và đúng cho trường hợp vỉa chứa có dạng khối, hình hộp, giá trị A và h là các giá trị đơn giản và dễ tính. Trong thực tế các vỉa chứa có hình dạng phức tạp, h không phải là hằng số, có thể biến thiên trong một khoảng nào đó, A phức tạp và khó tính hơn, bài

toán tính BRV được đưa về bài toán tích phân (Hình 3). Trên nguyên lý như vậy BRV được tính toán dựa vào phần mềm Petrel, phần mềm sẽ chia phần diện tích và chiều dày ra thành các ô nhỏ và tính diện tích cho từng ô và cuối cùng cộng tất cả các giá trị đó lại, giá trị BRV sẽ càng chính xác khi các phần diện tích và chiều dày càng được chia nhỏ. Kết quả tính toán tích khối đá chứa trong các vỉa được thể hiện trên Bảng 2.

Bảng 2. Phân bố tích khối các vỉa mỏ DQ

Vĩa		BRV (10^6 m^3)
BII.2.20		128,47
BII.2.30		24,28
BI.1.10		17,44
BI.2.30	BI.2.30.1	72,78
	BI.2.30.2	15,85

**Hình 3.** Minh họa cách tính tích khối vỉa chứa

Chiều dày hiệu dụng

Chỉ số N/G cho mỗi vỉa được xác định từ kết quả phân tích log. Đây là tỉ số giữa bề dày hiệu dụng chứa dầu và bề dày tổng.

Chiều dày tổng (Gross pay) là chiều dày của toàn bộ cấu tạo chứa dầu khi khoan qua. Chiều dày tổng có thể được xác định theo số liệu giếng khoan, địa vật lý, các bản đồ địa chất, địa chấn...

Chiều dày vỉa cát (Net sand) được tính khi đã loại bỏ các khoảng có thể tích sét (Vsh) lớn hơn giá trị thể tích sét cut – off. Chiều dày vỉa chứa (Net reservoir) được tính toán khi đã loại bỏ các khoảng

có độ rỗng nhỏ hơn độ rỗng cut – off và $V_{sh} > V_{sh\text{ cut-off}}$.

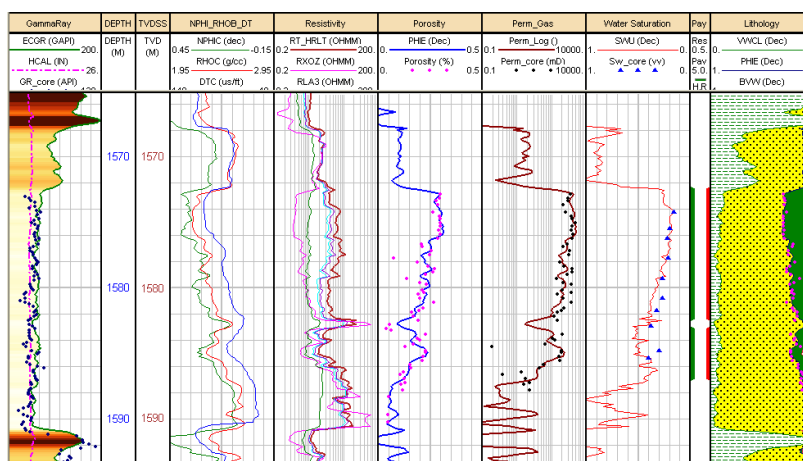
Chiều dày hiệu dụng vỉa chứa dầu (Net Pay) được tính bằng chiều dày vỉa chứa loại bỏ đi các khoảng có giá trị S_w lớn hơn giá trị $S_w\text{ cut-off}$.

Giá trị chi tiết các tham số vỉa BI và BII được xác định bằng tiện ích Excel và thể hiện trên Bảng 3.

Giá trị cut-off của các vỉa chứa trong Miocene và Oligocene được xác định lần lượt là V_{sh} : 35 %, Φ_{eff} : 12 % (Miocene); 9 % (Oligocene) và độ bão hòa nước S_w là 60 %.

Bảng 3. Tổng hợp giá trị tính toán các thông số của giếng DQ – 1X và DQ – 2X

Vĩa	Giếng (Well)						N/G	Thể tích sét (Vsh)	Độ rỗng (Phi)	Bảo hòa dầu So (1- S _w)
		Nóc (Top)	Đáy (Bottom)	Bề dày tổng (Gross)	Net Res	Net Pay				
BII.2.20	DQ-1X	1391,3	1424,0	32,7	29,94	28,49	0,87	0,14	0,25	0,62
	DQ-2X	1399,0	1424,0	25,0	25,0	23,32	0,93	0,18	0,24	0,58
BII.2.30	DQ-1X	1507,0	1520,0	13,0	12,9	12,90	0,99	0,14	0,22	0,64
	DQ-2X	1512,4	1520,0	7,6	6,86	6,63	0,87	0,14	0,21	0,49
BII.1.10	DQ-1X	1538,5	1559,0	20,5	19,28	18,90	0,92	0,07	0,25	0,61
	DQ-2X	1538,9	1558,0	19,1	13,56	13,55	0,71	0,06	0,23	0,69
BI.2.30	DQ-1X	1794,2	1808,0	13,8	9,20	7,01	0,31	0,12	0,19	0,48
	DQ-2X	1796,1	1810,0	13,9	5,69	5,09	0,57	0,08	0,16	0,43



Hình 4. So sánh kết quả phân tích mẫu lõi và kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan

Độ rỗng

Trong mỏ DQ, kết quả phân tích tài liệu địa vật lý giếng khoan và mẫu lõi không có sự khác biệt lớn, do vậy kết quả tính toán độ rỗng từ mình giải tài liệu địa vật lý giếng khoan được tiếp tục sử dụng để xác định mô hình phân bố xác suất của độ rỗng trong công tác đánh giá trữ lượng [1].

Kết quả tính toán độ rỗng sau khi tiến hành so sánh kết quả thu được từ địa vật lý giếng khoan và kết quả phân tích mẫu lõi được thể hiện trên Bảng 3.

Độ bão hòa nước

Kết quả tính toán của độ bão hòa được thể hiện trong Bảng 3 dưới dạng độ bão hòa dầu (1-Sw).

Hệ số thể tích thành hệ

Hệ số thể tích thành hệ được tính toán từ kết quả phân tích PVT. Dữ liệu PVT được lấy từ hệ tầng Côn Sơn dưới (BII.1.10) nơi tiến hành thử vỉa DST. Hệ số thể tích thành hệ từ kết quả phân tích PVT trên cũng được sử dụng cho các vỉa (BII.2.20, BII.2.30, BII.1.10) do thành hệ tương đối đồng nhất. Đối với vỉa BII.2.30, hệ số thể tích thành hệ được lấy tương tự kết quả phân tích PVT của giếng 02/97 – DN – 2X.

Đánh giá trữ lượng dầu khí tại chỗ mỏ DQ bằng phương pháp thể tích

Dựa trên các kết quả đã đề cập ở trên, do các thông số đầu vào trong công thức tính toán đều là các giá trị không chắc chắn nên tính toán trữ lượng được dựa trên mô phỏng Monte Carlo và bằng phần mềm Crystal Ball (trên nền tiện ích Excel).

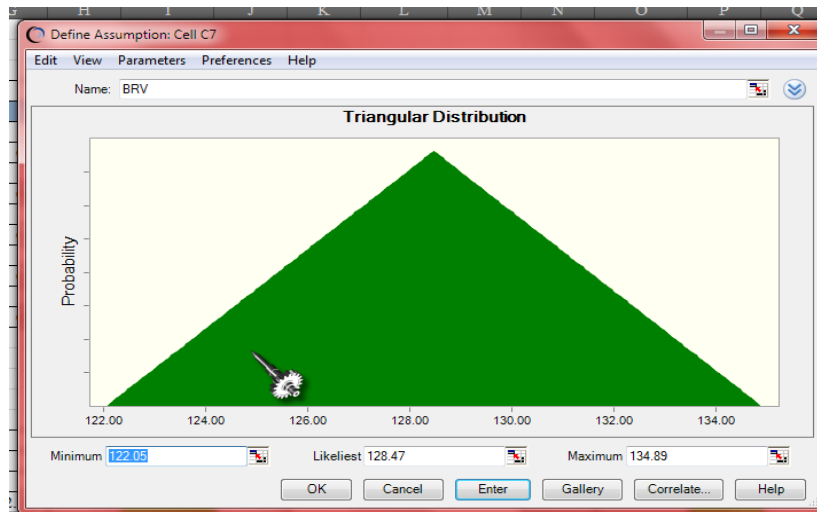
$$\text{Trữ lượng dầu tại chỗ (OIP)} = \text{BRV} \times \text{N/G} \times \phi \times (1 - \text{Sw}) / \text{FVF} \quad (\text{stb}) \quad (01)$$

$$\text{Trữ lượng khí tại chỗ (GIIP)} = \text{OIP} \times \text{Rs} \quad (\text{scf}) \quad (02)$$

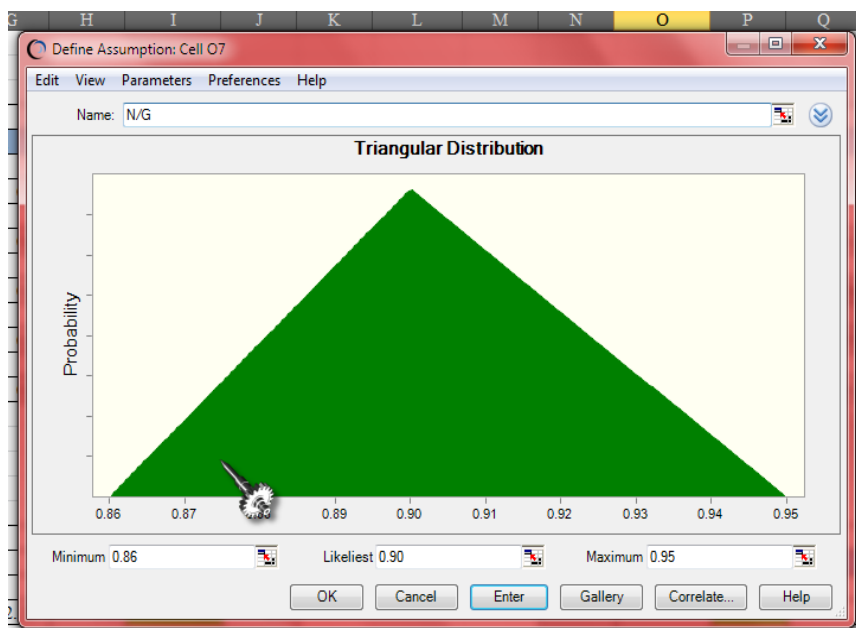
Tích khối đá chứa BRV

Đối với tích khối đá chứa, phân bố tam giác (Triangular) được chọn cho các vỉa mỏ DQ. Giá trị kỳ vọng (most likely) là giá trị thu được khi tính toán với phần mềm. Các giá trị lớn nhất và nhỏ nhất có sai số 5 % so với giá trị kỳ vọng.

Giá trị tích khối xác định bằng phần mềm Crystal Ball, tại cửa sổ Define Assumption, kết quả chi tiết được biểu diễn trên Hình 5.



Hình 5. Phân bố BRV vỉa BII.2.20 mỏ DQ



Hình 6. Phân bố chiều dày hiệu dụng via BII.2.20 mô DQ

Chiều dày hiệu dụng

Đối với chiều dày hiệu dụng, phân bố tam giác (Triangular) cũng được chọn cho các via mô DQ. Giá trị kỳ vọng (most likely) là giá trị thu được từ kết quả tính toán khi lấy chiều dày tổng của via loại bỏ đi các khoảng cut – off. Các giá trị lớn nhất và nhỏ nhất có sai số 10 % so với kỳ vọng.

Giá trị chiều dày hiệu dụng được xác định bằng phần mềm Crystal Ball, tại cửa sổ Define Assumption, kết quả chi tiết được biểu diễn trên Hình 6.

Độ rỗng

Đối với độ rỗng, phân bố tam giác (Triangular) được chọn cho các via mô DQ. Giá trị kỳ vọng (most likely) là giá trị thu được sau khi đã tổng hợp kết quả

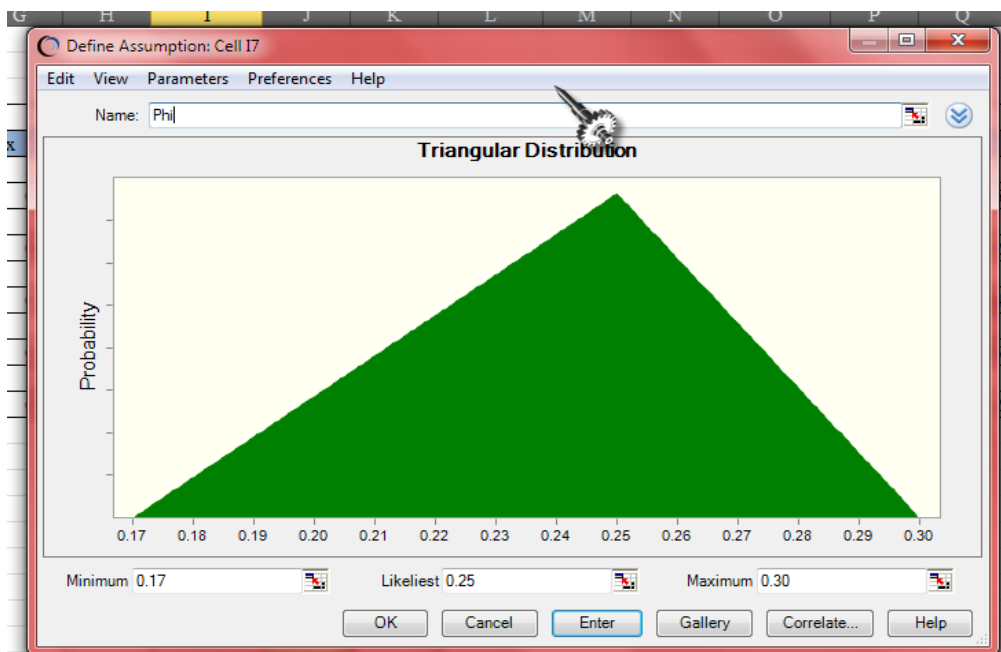
từ địa vật lý và mẫu lõi. Giá trị lớn nhất và giá trị nhỏ nhất có sai số 10 % so với giá trị kỳ vọng.

Giá trị độ rỗng được xác định bằng phần mềm Crystal Ball, tại cửa sổ Define Assumption, kết quả chi tiết được biểu diễn trên Hình 7.

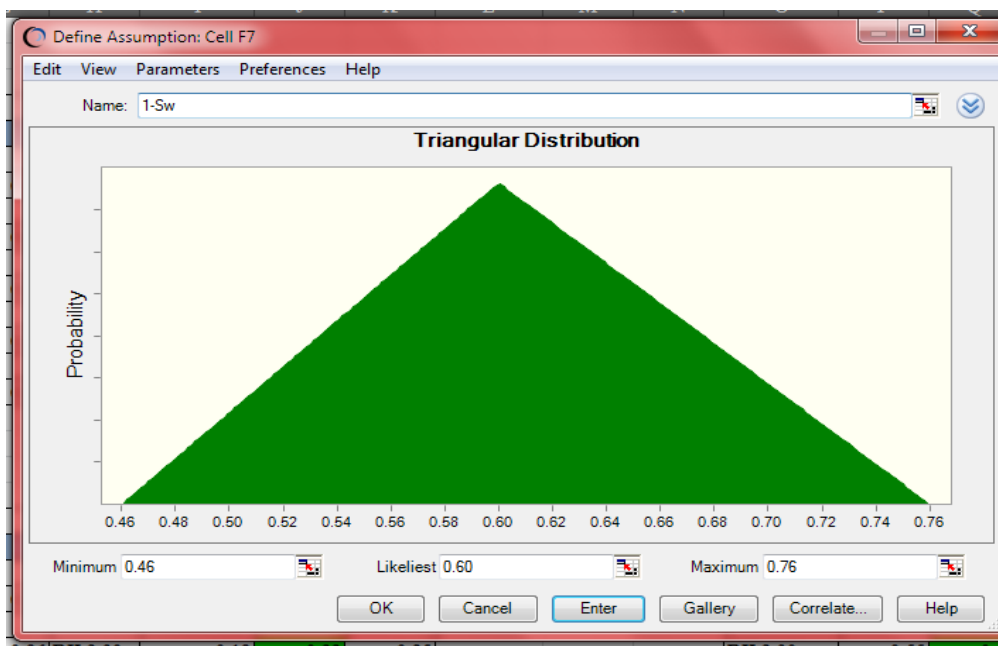
Độ bão hòa dầu

Đối với độ bão hòa dầu, phân bố tam giác (Triangular) cũng được chọn cho các via mô DQ. Giá trị kỳ vọng (most likely) là giá trị thu được từ kết quả tính toán trong mô hình Modified Simadoux. Giá trị lớn nhất và giá trị nhỏ nhất có độ sai lệch 10 % so với giá trị kỳ vọng.

Giá trị độ bão hòa dầu được xác định bằng phần mềm Crystal Ball, tại cửa sổ Define Assumption, kết quả chi tiết được biểu diễn trên Hình 8.



Hình 7. Phân bố độ rộng via BII.2.20 mô DQ

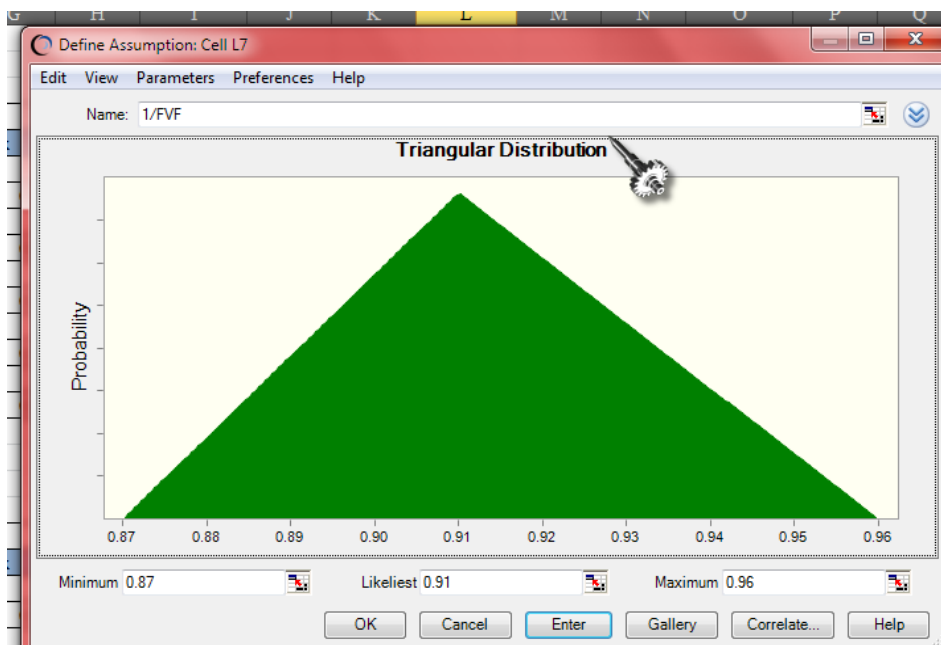


Hình 8. Phân bố độ bão hòa via BII.2.20 mô DQ

Hệ số thể tích thành hệ

Đối với hệ số thể tích thành hệ chọn phân bố tam giác (Triangular) cho các vỉa mỏ DQ. Giá trị kỳ vọng (most likely) là giá trị thu được từ kết quả phân tích PVT. Giá trị lớn nhất và giá trị nhỏ nhất được chọn

có độ sai lệch 5 % so với giá trị kỳ vọng. Giá trị hệ số thể tích thành hệ được xác định bằng phần mềm Crystal Ball, tại cửa sổ Define Assumption, kết quả chi tiết được biểu diễn trên Hình 9.



Hình 9. Phân bố hệ số thể tích thành hệ của vỉa BII.2.20 mỏ DQ

Tính toán – kết quả

Các số liệu đầu vào sau khi nhập vào phần mềm Crystal Ball được thể hiện trong Bảng 4.

Trữ lượng dầu tại chỗ được tính theo công thức 01, trữ lượng khí tính theo công thức 2 với số bước lặp trong Crystal Ball là 1.000.000 lần.

Trữ lượng khí hòa tan tại chỗ được tính toán bằng cách lấy trữ lượng dầu tại chỗ nhân với tỉ số khí dầu Rs. Tỷ số khí dầu Rs thu được từ kết quả phân tích PVT. Kết quả phân tích cho Rs = 75 scf/stb cho dầu trong vỉa chứa Miocene giữa và 183 scf/stb cho vỉa trong Miocene dưới.

Bảng 4. Tổng hợp các thông số đầu vào

Via	Tích khối đá chứa (BRV)			Độ bão hòa dầu (1-Sw)			Độ rỗng (ϕ)			Hệ số thể tích thành hệ 1/FVF			Bề dày hiệu dụng/bề dày tổng (N/G)		
	<i>Min</i>	<i>Most Likely</i>	<i>Max</i>	<i>Min</i>	<i>Most Likely</i>	<i>Max</i>	<i>Min</i>	<i>Most Likely</i>	<i>Max</i>	<i>Min</i>	<i>Most Likely</i>	<i>Max</i>	<i>Min</i>	<i>Most Likely</i>	<i>Max</i>
BII.2.20	122,05	128,47	134,89	0,46	0,6	0,76	0,17	0,25	0,3	0,87	0,91	0,96	0,86	0,9	0,95
BII.2.30	23,07	24,28	25,49	0,55	0,57	0,61	0,19	0,22	0,25	0,87	0,91	0,96	0,88	0,93	0,98
BI.1.10	16,57	17,44	18,31	0,55	0,68	0,81	0,19	0,24	0,28	0,87	0,91	0,96	0,76	0,8	0,84
BI.2.30	69,14	72,78	76,42	0,39	0,45	0,47	0,15	0,18	0,22	0,75	0,79	0,83	0,39	0,4	0,43
	15,06	15,85	16,64	0,39	0,45	0,47	0,15	0,18	0,22	0,75	0,79	0,83	0,39	0,41	0,43

Bảng 5. Kết quả tính toán trữ lượng dầu tại chỗ của các vỉa

Statistics	OIP(BI.1.10)	OIP(BI.2.30.1)	OIP(BI.2.30.2)	OIP(BII.2.20)	OIP(BII.2.30)
Trials	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000
Base Case	13,04	11,72	2,62	99,29	16,21
Mean	12,90	11,78	2,59	97,08	16,46
Median	12,86	11,73	2,58	96,55	16,44
Mode	---	---	---	---	---
Standard Deviation	1,50	1,11	0,24	15,05	1,15
Variance	2,24	1,24	0,06	226,39	1,32
Skewness	0,1690	0,1941	0,1858	0,1895	0,1277
Kurtosis	2,78	2,73	2,72	2,76	2,77
Coeff. of Variability	0,1159	0,0944	0,0943	0,1550	0,0698
Minimum	8,01	8,16	1,77	50,94	12,43
Maximum	19,58	16,55	3,57	159,09	21,76
Range Width	11,57	8,39	1,80	108,15	9,33
Mean Std. Error	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00

Bảng 6. Trữ lượng dầu tại chỗ (triệu thùng)

Percentiles	OIP(BI.1.10)	OIP(BI.2.30.1)	OIP(BI.2.30.2)	OIP(BII.2.20)	OIP(BII.2.30)
P10	14,88	13,27	2,91	117,06	17,97
P50	12,85	11,73	2,58	96,60	16,43
P90	10,99	10,36	2,27	77,84	14,98

Bảng 7. Trữ lượng khí tại chỗ (tỷ bộ khối)

Percentiles	OIP(BI.1.10)	OIP(BI.2.30.1)	OIP(BI.2.30.2)	OIP(BII.2.20)	OIP(BII.2.30)
P10	2,72	2,43	0,53	8,78	1,35
P50	2,35	2,15	0,47	7,24	1,23
P90	2,01	1,90	0,42	5,84	1,12

Bảng 8. Trữ lượng dầu tại chỗ

Cấp trữ lượng	Trữ lượng dầu (triệu thùng)		
	P10	P50	P90
Xác minh (P1)	14,88	12,85	10,99
Có khả năng P2	148,30	124,76	103,17
Có thể	2,91	2,58	2,27
Trữ lượng 2P	163,18	137,61	114,16
Trữ lượng 3P	166,09	140,19	116,44

Bảng 9. Trữ lượng khí tại chỗ

Cấp trữ lượng	Trữ lượng khí (tỷ bộ khối)		
	P10	P50	P90
Xác minh (P1)	2,72	2,35	2,01
Có khả năng P2	12,56	10,62	8,86
Có thể	0,53	0,47	0,42
Trữ lượng 2P	15,28	12,98	10,87
Trữ lượng 3P	15,81	13,45	11,28

So sánh kết quả đánh giá trữ lượng (Bảng 10) cho thấy sự chênh lệch giữa giá trị trữ lượng tính toán bằng phương thức tiếp cận tất định (tại những vị trí trong vỉa có tài liệu, địa chấn, địa vật lý giếng khoan, mẫu lõi, thử vỉa, PVT, tiến hành trung bình hóa số liệu, từ đó đánh giá, ước đoán các thông số đầu vào cho phạm vi toàn mỏ) và bằng phương thức tiếp cận

bất định (Sử dụng các công cụ, thống kê, tương tự số liệu mô, kết hợp ứng dụng mô hình địa chất, mô phỏng dự báo xu thế biến đổi của các tham số vỉa ngoài phạm vi các điểm có số liệu) là không đáng kể. Mức độ chênh lệch nằm trong giá trị cho phép (10 %) nên kết quả đánh giá hoàn toàn chấp nhận được.

Bảng 10. So sánh kết quả tính toán theo phương thức tiếp cận tất định với phương thức tiếp cận bất định

Via	Kết quả theo phương thức tiếp cận tất định (triệu thùng)	Kết quả theo phương thức tiếp cận bất định (triệu thùng)	Sai số (%)
BI.1.10	13,04	12,86	1,40
BI.1.2.30.1	11,72	11,73	0,09
BI.1.2.30.2	2,62	2,58	1,55
BII.2.20	99,29	96,55	2,84
BII.2.30	16,21	16,44	1,40

Mức độ rủi ro và những yếu tố không chắc chắn

Kết quả trên phản ánh khá chính xác quy mô trữ lượng của mỏ. Tuy nhiên, còn nhiều yếu tố không chắc chắn trong quá trình đánh giá như chất lượng tài liệu thu thập, phương pháp nghiên cứu, kết quả nghiên cứu môi trường lắng đọng trầm tích, kinh nghiệm của người đánh giá.

Đối với mỏ DQ trong quá trình thu thập số liệu còn một số yếu tố như sai số trong hàm chuyển đổi thời gian sang độ sâu, kinh nghiệm của người minh giải các thông số địa vật lý, xác định các giá trị tới hạn (cut – off) của V shale, độ rỗng, độ bão hòa nước dư...

Phân tích độ nhạy

Phân tích độ nhạy là phân tích những ảnh hưởng của các yếu tố bất định đầu vào (trong trường hợp này là: thể tích đá chứa, chiều dày hiệu dụng, độ rỗng, độ bão hòa dầu, hệ số thể tích thành hệ) đến đầu ra (trữ lượng dầu/khí). Nói một cách khác, phân

tích độ nhạy là xem xét mức độ nhạy cảm của kết quả khi có sự thay đổi của một giá trị đầu vào.

Kết quả phân tích ảnh hưởng của các yếu tố đầu vào đến công tác đánh giá trữ lượng bằng phương pháp thể tích mỏ DQ cho thấy trong năm yếu tố (Thể tích đá chứa, độ bão hòa nước ban đầu, độ rỗng, hệ số thể tích thành hệ, tỷ lệ bề dày hiệu dụng trên bề dày tổng), hệ số thể tích thành hệ với hệ số ảnh hưởng thấp nhất dao động từ $0,16 \div 0,28$, hoàn toàn phù hợp với mức độ khá đồng nhất về thành phần và độ ngậm khí của dầu, cũng như bởi gradient áp suất nhiệt độ của vỉa tuân theo chế độ bình thường. Các tập BII.2.20, BII.2.30, BII.1.10, BI.2.30 được hình thành trong điều kiện môi trường hỗn hợp giữa nguồn gốc lục địa lẫn biển nông, lại trải qua quá trình biến đổi tạo đá phức tạp, nên độ rỗng với mức độ ảnh hưởng dao động từ $0,66 \div 0,83$ chính là yếu tố có ảnh hưởng lớn nhất đến kết quả đánh giá (Bảng 1).

Bảng 11. Ảnh hưởng của từng yếu tố đầu vào đến kết quả đánh giá trữ lượng mỏ DQ

Assumptions	OIIP(BI.1.10)	OIIP(BI.2.30.1)	OIIP(BI.2.30.2)	OIIP(BI.2.20)	OIIP(BI.2.30)
BRV	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,21	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28
1 - Sw	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,40	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,64	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30
Phi	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,82	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,83	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,71	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,79
1/FVF	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,21	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28
N/G	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30

KẾT LUẬN

Phân tích độ nhạy đóng vai trò quan trọng nhằm giảm thiểu thời gian tác nghiệp cũng như tăng độ tin cậy của kết quả đánh giá trữ lượng dầu khí với mô hình nhiều tham số, đặc biệt đối với trường hợp mô hình hội tụ.

Kết quả phân tích độ nhạy của các yếu tố đầu vào đến đánh giá trữ lượng cho thấy độ rỗng với mức độ ảnh hưởng dao động từ 0,66÷0,83 chính là yếu ảnh hưởng lớn nhất đến kết quả đánh giá.

Tồn tại của phương pháp là mới chỉ dừng lại ở mức đánh độ nhạy của từng tham số riêng biệt, thay vì phải tính toán mức độ tương tác giữa các tham số. Hơn nữa bài báo chưa đề cập đến mức độ không chắc chắn của từng tham số. Trong

thực tế có nhiều tham số rất nhạy cảm, không ổn định và một số tham số khác tuy độ nhạy thấp nhưng ẩn chứa tính không chắc chắn cao.

Nhằm kiểm định các tham số và nâng cao hiệu quả nghiên cứu, cần tiến hành nghiên cứu thêm, cụ thể tập trung đánh giá độ nhạy và tính không chắc chắn của hai thông số có độ nhạy lớn nhất: độ rỗng và độ bão hòa dầu một cách đồng thời cũng như kết hợp các phương pháp, cách tiếp cận khác để tính toán độ nhạy.

LỜI CẢM ƠN: Nghiên cứu này được tài trợ bởi trường Đại học Bách Khoa trong khuôn khổ đề tài mã số T-ĐCDK-2014-74.

Analysing the sensitivity of input parameters for oil reserve estimation of DQ oil field in conjunction with Monte Carlo simulations

• Tran Van Xuan

• Thai Ba Ngoc

University of Technology, VNU-HCM

ABSTRACT

The Monte Carlo algorithm is used widely in the areas of humanlife, such as currency risk calculations, mathematical probability and statistics, atmospheric research, materials research applications in laser ... In the oil and gas sector, the Monte Carlo algorithm is mostly applied in oil and gas exploration. Worldwide there are many researchs worked on the Monte Carlo algorithm application through oil and gas reserve estimation. In Vietnam, the reserve estimation with the support of simulation software is no wonder, particularly Monte Carlo algorithms have been adopted on the reserve estimation for many years. However, this algorithm is just applied to predict results. The analysis of the influence of each input parameter on the calculation for reserve estimation is quite restricted.

Therefore the article refers to the sensitivity analysis of each input parameter for oil reserve estimation of DQ oil field in conjunction with Monte Carlo simulations in the territory of Vietnam in order to improve reliability of the results. Analyzing results the effects of the input parameters to the reserve estimation by volumetric methods in DQ oil field shows there are five effect parameters (Bulk rock volume, initial water saturation, porosity, formation volume factors, the net to gross thickness ratio), porosity which influence range varies from $0.66 \div 0.83$ is the greatest impact factor to the assessment results.

Keywords: Sensitivity analysis, Monte Carlo simulations, oil initial in place, reserve, input parameter, probabilistic distribution.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. A. George, G. Charles. Basic well log analysis for geologists American Association of Petroleum Geologists, Tulsa Oklahoma, September 1, (2004).
- [2]. LamSon, JOC Reservoir Assessment Report (2008).
- [3]. N. Hiệp, N.V. Bắc, Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam, NXB Khoa học và kỹ thuật, 265 – 309 (2004).
- [4]. Saltelli, K. Chan, E. Scott, Sensitivity Analysis, Chichester: John Wiley and Sons Ltd (2000).