



(12) BẢN MÔ TẢ SÁNG CHẾ THUỘC BẰNG ĐỘC QUYỀN SÁNG CHẾ

(19) Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (VN)
CỤC SỞ HỮU TRÍ TUỆ

(11)



1-0030250

(51)⁷ G01V 1/00

(13) B

(21) 1-2013-00131

(22) 15/06/2011

(86) PCT/EP2011/059968 15/06/2011

(87) WO/2011/157764 22/12/2011

(30) 12/816,940 16/06/2010 US

(45) 25/12/2021 405

(43) 25/07/2014 316A

(73) FOROIL (FR)

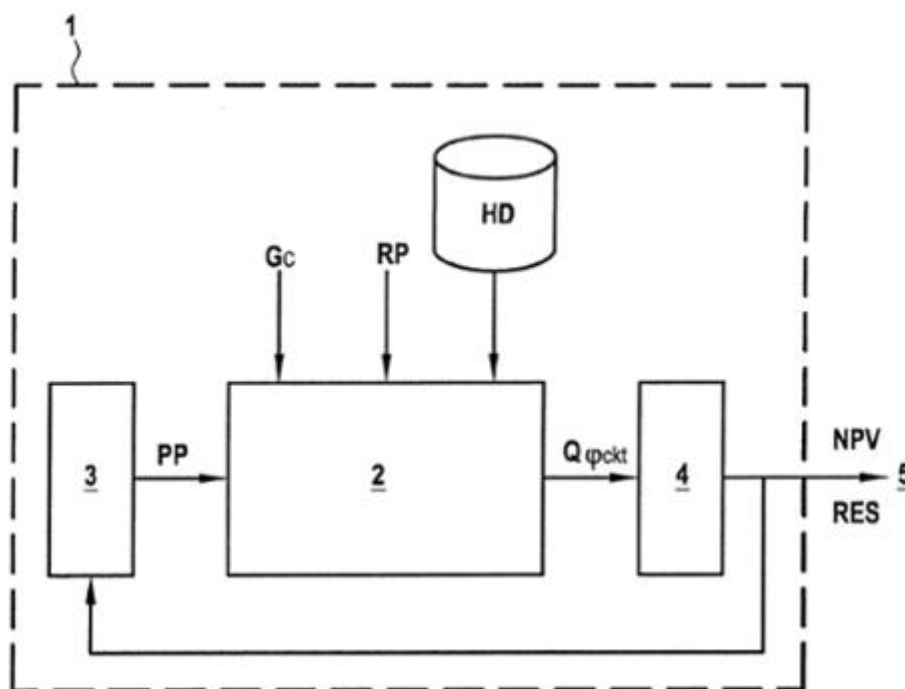
10 rue Lincoln F-75008 Paris, France

(72) OURY, Jean-Marc (FR); HEINTZ, Bruno (FR); DE SAINT GERMAIN, Hugues (FR).

(74) Công ty TNHH T&T INVENMARK Sở hữu trí tuệ Quốc tế (T&T INVENMARK CO., LTD.)

(54) THIẾT BỊ VÀ PHƯƠNG PHÁP THIẾT LẬP MÔ HÌNH ĐỂ KHAI THÁC TỐI ƯU MỎ HYĐROCACBON TRƯỞNG THÀNH

(57) Sáng chế đề cập đến thiết bị và phương pháp thiết lập mô hình sản xuất để khai thác tối ưu mỏ hydrocarbon trưởng thành. Cụ thể, mô hình sản xuất (2), để mô hình hoá mỏ hydrocarbon trưởng thành, đưa ra sản lượng ($Q_{\phi ktb}$) cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian dưới dạng là hàm số của các tham số sản xuất (PP: *Production Parameter*), trong đó mô hình sản xuất (2) thích ứng với dữ liệu lịch sử (HD: *History Data*) của mỏ hydrocarbon trưởng thành và kiểm tra điều kiện Vapnik.



Lĩnh vực kỹ thuật được đề cập

Sáng chế liên quan đến lĩnh vực khai thác mỏ hydrocacbon. Cụ thể hơn, sáng chế liên quan đến thiết bị thiết lập mô hình sản xuất đáng tin cậy có khả năng dự báo sản lượng dựa trên các tham số sản xuất, trong trường hợp cụ thể ở các mỏ hydrocacbon trưởng thành.

Tình trạng kỹ thuật của sáng chế

Các mỏ hydrocacbon trưởng thành có sự đòi hỏi đặc biệt về đầu tư và phân bổ nhân lực, vì giá trị hiện tại thuần của mọi dự án đầu tư mới đều giảm giá theo mức độ đến hạn. Vì vậy, thời gian và công sức đầu tư vào việc nghiên cứu tăng chứa để hỗ trợ khai thác mỏ sẽ càng ngày càng ít. Thậm chí, còn có cơ hội cải thiện sản xuất so với phương thức sản xuất “căn bản” hay “mọi việc đâu sẽ vào đấy” trên toàn bộ mỏ trưởng thành, mặc dù đầu tư ít. Chọn phương thức cũ theo cách này để khai thác mỏ hydrocacbon tạo nên sự không đồng nhất về áp suất và độ bão hoà. Các vấn đề này có thể được xem xét lại một cách nghiêm túc và theo đó các tham số sản xuất phải thay đổi. Đối với mỏ hydrocacbon trưởng thành, nhiều phương thức sản xuất đã được khai thác trước đây, và quy trình học có thể được áp dụng: các tham số thay đổi có thể được áp dụng với mức độ rủi ro thấp.

Hai giải pháp đã biết hiện nay đề cập đến phương pháp mô hình hoá đặc tính của mỏ hydrocacbon và dự báo sản lượng dự kiến đáp lại tập hợp tham số sản xuất cho trước được áp dụng.

Giải pháp thứ nhất, gọi là phương pháp “mô hình mắt lưới” hoặc “mô hình hoá phần tử hữu hạn” phân chia tầng chứa ra thành trên 100.000 phần tử (ô, dòng chảy, ...), mỗi ô có vài tham số (độ thấm, độ xốp, độ bão hoà ban đầu...), và áp dụng các định luật vật lý cho mỗi ô đó để mô hình hoá đặc tính của các chất lưu trong mỏ hydrocacbon. Trong trường hợp như vậy, chiều Vapnik-Chervonenkis, gọi tắt là chiều-VC h của không gian nghiệm S , mà mô hình được chọn từ đó, là rất lớn. Vì vậy, số lượng dữ liệu đo có sẵn m trong dữ liệu lịch sử vẫn là tương đối

nhỏ, ngay cả với các mỏ trường thành, và tỷ số $\frac{h}{m}$ sẽ là rất lớn so với 1. Theo kết

quả của lý thuyết học thống kê Vapnik, như được mô tả chi tiết dưới đây, mức độ rủi ro dự kiến của dự báo R không được giới hạn thích hợp (do số hạng Φ), và mô hình như vậy không được coi là đáng tin cậy, ngay cả khi mô hình này có sự thích ứng rất tốt với dữ liệu lịch sử. Trên thực tế, đã có sự thừa nhận rộng rãi rằng, đối với các mô hình mất lưới như vậy, sự thích ứng tốt với dữ liệu lịch sử không đảm bảo sẽ tạo ra dự báo tốt: có hàng tỷ cách để thích ứng với dữ liệu quá khứ, khiến cho rất khó xác định được cách nào sẽ tạo ra dự báo tốt.

Giải pháp thứ hai, trái lại, sử dụng các mô hình quá đơn giản, ví dụ, các đường cong suy giảm hoặc cân bằng nguyên liệu. Tuy nhiên, giải pháp này quá đơn giản để xem xét một cách thích hợp các đặc điểm vật lý và địa chất liên quan của tầng chứa, cụ thể là sự tương tác và các hiện tượng phức tạp. Trong trường hợp đó, mức độ rủi ro dự kiến của dự báo R không được tối thiểu hoá, vì có thể không có sự thích ứng tốt (số hạng mức độ rủi ro thực nghiệm R_{emp} vẫn có giá trị lớn).

Từ đó, sáng chế tìm ra giải pháp cân đối phù hợp giữa giải pháp mô hình hoá quá phức tạp và giải pháp mô hình hoá quá đơn giản. Giải pháp theo sáng chế chỉ phù hợp với các mỏ trường thành, tức là có đủ thông tin quá khứ, ở dạng dữ liệu lịch sử (*HD: History Data*), cho phép xây dựng không gian nghiệm dự bị S để làm mô hình khai thác mỏ, lượng thông tin này đủ để xem xét tất cả các hiện tượng quan trọng ở mỏ, nhưng không quá phức tạp và do đó không đòi hỏi phải xác định quá nhiều dữ liệu lịch sử.

Lý thuyết học thống kê Vapnik xác định những điều kiện mà từ đó có thể tìm ra mô hình. Mô hình như vậy có thể được thiết kế theo cách sao cho tuân thủ các điều kiện để có khả năng dự báo đáng tin cậy.

Bản chất kỹ thuật của sáng chế

Mục đích của sáng chế là đề xuất thiết bị thiết lập mô hình sản xuất, để mô hình hoá mỏ hydrocarbon trưởng thành, đưa ra sản lượng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian dưới dạng là hàm số của các

tham số sản xuất, trong đó mô hình sản xuất này định lượng sản lượng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian dưới dạng là hàm số của các tham số sản xuất, trong đó mô hình sản xuất này thích ứng tương đối phù hợp với dữ liệu lịch sử của mỏ hydrocacbon trưởng thành và kiểm tra điều kiện Vapnik. Điều kiện Vapnik này đảm bảo rằng các sản lượng tính cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian là chính xác. Điều đó cho phép người dùng sử dụng mô hình này để chọn các kịch bản sản xuất khác nhau, theo các tham số sản xuất khác nhau, mỗi kịch bản đều cung cấp sản lượng đáng tin cậy, cho nên các kịch bản như vậy có thể được so sánh tương ứng với nhau và kịch bản phù hợp có thể được chọn theo các tiêu chuẩn cụ thể. Vì tất cả các kịch bản sản xuất đều cung cấp sản lượng đáng tin cậy, nên kịch bản được chọn cũng sẽ đưa ra dự báo sản xuất đáng tin cậy, và do đó sẽ có mức độ rủi ro thấp và lộ trình ưu tiên để khai thác mỏ.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, kết quả thích ứng với dữ liệu lịch sử đạt được khi:

$$\frac{\|Q_{\phi kb} - Q_{\phi kb HD}\|_{[T_1 - Xy, T_1]}}{\|Q_{\phi kb HD}\|_{[T_1 - Xy, T_1]}} \leq \varepsilon_1, \text{ với trên } p\% \text{ giá trị } Q_{\phi kb HD} \text{ hiện có và sản}$$

lượng dầu tích lũy trong khoảng thời gian $[T_1 - Xy, T_1]$ có độ chính xác tới ε_2 , trong đó:

$Q_{\phi kb}$ là sản lượng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian, được xác định bằng mô hình sản xuất,

$Q_{\phi kb HD}$ là sản lượng tương ứng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian, tìm được trong dữ liệu lịch sử,

$[T_1 - Xy, T_1]$ là khoảng thời gian dài X năm gần nhất trước thời điểm T_1 ,

T_1 là ngày cuối có dữ liệu lịch sử trong ngày đó,

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ là chuẩn của Z trong khoảng thời gian $[T_1, T_2]$,

ε_1 là số dương nhỏ so với 1,

ε_2 là số dương nhỏ so với 1, và

p là số dương gần bằng 100%.

Dấu hiệu này cho phép thực tế xác định tình trạng khi mô hình có thể được coi là có sự thích ứng thoả đáng với dữ liệu lịch sử, đây là điều kiện cần, để làm mô hình dự bị có khả năng dự báo đáng tin cậy.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, $X = 5$, $\varepsilon_1 = 0,2$, $\varepsilon_2 = 0,15$ và $p = 90\%$.

Dấu hiệu này cho phép thiết lập các điều kiện theo đó sự thích ứng với dữ liệu lịch sử có thể được coi là chính xác; cho biết thứ tự mức độ chính xác, có thể được dự kiến cho sản lượng dự báo đáng tin cậy.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, điều kiện Vapnik được biểu diễn dưới dạng $\frac{h}{m} \leq 0,1$, trong đó:

h là chiều Vapnik-Chervonenkis của không gian nghiệm S , mà mô hình được chọn từ đó, và

m là số lượng dữ liệu đo độc lập có sẵn trong dữ liệu lịch sử.

Dấu hiệu này cho phép thiết lập các điều kiện, khi các giá trị có thể được tính, để đạt được khả năng dự báo đáng tin cậy.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, điều kiện Vapnik được kiểm tra bằng cách thực hiện thử nghiệm mù được đáp ứng trong N năm, như được xác định theo các bước như sau:

xác định mô hình sản xuất thích ứng với dữ liệu lịch sử trong khoảng thời gian trước thời điểm $T - Ny$,

dự báo sản lượng trong khoảng thời gian $[T - Ny, T]$ dựa vào các tham số sản xuất trong khoảng thời gian $[T - Ny, T]$ này,

thử nghiệm mù được đáp ứng khi:

$$\frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktbHD}\|_{[T-Ny, T]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T-Ny, T]}} \leq \varepsilon_1, \text{ với trên } p\% \text{ giá trị } Q_{\phi ktbHD} \text{ hiện có và sản}$$

lượng dầu tích lũy trong khoảng thời gian $[T - Ny, T]$ có độ chính xác tới ε_2 , trong đó:

$Q_{\phi ktb}$ là sản lượng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian, được xác định bằng mô hình sản xuất,

$Q_{\phi ktbHD}$ là sản lượng tương ứng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian, tìm được trong dữ liệu lịch sử,

$[T - Ny, T]$ là khoảng thời gian dài N năm gần nhất trước thời điểm T ,

T là ngày cuối có dữ liệu lịch sử trong ngày đó,

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ là chuẩn của Z trong khoảng thời gian $[T_1, T_2]$,

ε_1 là số dương nhỏ so với 1,

ε_2 là số dương nhỏ so với 1, và

p là số dương gần bằng 100%.

Dấu hiệu này cho phép xác định thử nghiệm phân biệt để quyết định xem mô hình có khả năng dự báo đáng tin cậy hay không, không cần nhìn vào cách thức đã được thiết lập, mà chỉ nhìn vào kết quả thực tế có thể đạt được. Dấu hiệu này cho phép tiến hành thử nghiệm mà không cần chờ đợi nhiều năm và đo được kết quả, thay vào đó sẽ sử dụng dữ liệu đã có sẵn cho bên thứ ba tiến hành thử nghiệm, và dữ liệu này không có sẵn cho bên thiết lập mô hình (do vậy, bên thiết lập mô hình là bên “mù”).

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, $\varepsilon_1 = 0,1$ và $\varepsilon_2 = 0,1$, $p = 90\%$ và $N = 3$.

Dấu hiệu này cho phép thiết lập các điều kiện thực tế cho thử nghiệm mù, thử nghiệm mù này có thể được chấp nhận sử dụng để phân biệt rõ ràng mô hình đáng tin cậy với mô hình không đáng tin cậy.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, điều kiện Vapnik là để kiểm tra tính chất

ổn định của dự báo khi $\frac{\|PP - PP'\|_{[T_0, T]}}{\|PP\|_{[T_0, T]}} \leq \varepsilon$ và $\frac{\|Q_{\phi ktbHD} - Q_{\phi ktbHD}'\|_{[T_0, T]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T_0, T]}} \leq \varepsilon$ thì

$$\frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktb}'\|_{[T, T+Ny]}}{\|Q_{\phi ktb}\|_{[T, T+Ny]}} \leq n\varepsilon,$$

trong đó:

PP là các tham số sản xuất,

PP' là các tham số sản xuất khác nhau có thay đổi ít,

$Q_{\phi ktbHD}$ là sản lượng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian, tìm được trong dữ liệu lịch sử,

$Q_{\phi ktbHD}'$ là các sản lượng khác nhau có thay đổi ít cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian, tìm được trong các dữ liệu lịch sử khác nhau có thay đổi ít,

$Q_{\phi ktb}$ là sản lượng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian, được xác định bằng mô hình sản xuất,

$Q_{\phi ktb}'$ là sản lượng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian, được xác định bằng một mô hình sản xuất khác tương đối giống với mô hình sản xuất đã xác định nhưng không có các dữ liệu lịch sử khác nhau có thay đổi ít,

$[T_0, T]$ là khoảng thời gian từ thời điểm T_0 đến thời điểm T , lần lượt tương ứng với ngày đầu và ngày cuối có dữ liệu lịch sử trong những ngày đó,

$[T, T + Ny]$ là khoảng thời gian dài N năm sau thời điểm T ,

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ là chuẩn của Z trong khoảng thời gian $[T_1, T_2]$,

ε là số dương nhỏ so với 1, và

n là số nhỏ hơn 5.

Dấu hiệu này cho phép xác định xem mô hình có các đặc tính là điều kiện

tiên quyết để tính sản lượng dự báo một cách đáng cậy hay không. Thử nghiệm này không cần so sánh với mô hình hiện có khác, cũng không cần biết cách thức mà mô hình này đã được thiết lập, vì chỉ thử nghiệm các đặc tính thu được của mô hình.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, $\varepsilon = 0,05$, $n = 2$ và $N = 3$.

Dấu hiệu này cho phép thực tế thiết lập tính chất ổn định của dự báo, trong khoảng ba năm.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, mô hình sản xuất được thiết lập theo các bước:

- xác định sự phân chia tầng chứa chi tiết ban đầu, các tính chất của đá, các định luật vật lý cho tầng chứa và các định luật vật lý cho giếng khoan,
- tăng cấp độ cho sự phân chia tầng chứa, các tính chất của đá, các định luật vật lý cho tầng chứa và các định luật vật lý cho giếng khoan cho tới khi điều kiện Vapnik được kiểm tra, và
- hiệu chỉnh mô hình sản xuất bằng cách chọn trong số các nghiệm dự bị của mô hình sản xuất, lấy nghiệm dự bị, được xác định bằng α và tối thiểu hoá “mức độ rủi ro thực nghiệm” $R_{emp}(\alpha)$.

Tăng cấp độ có nghĩa là làm giảm độ phức tạp. Bước tăng cấp độ được thực hiện theo cách sao cho không gian nghiệm dự bị để chọn làm mô hình có

$\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ càng nhỏ càng tốt, trong đó:

δ là số dương gần bằng không, $1 - \delta$ là giá trị xác suất, và

Φ là hàm số dương được xác định theo công thức:

$$\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right) = 2\sqrt{\frac{2}{m}\left(h\log\left(\frac{2em}{h}\right) + \log\left(\frac{2}{\delta}\right)\right)},$$

trong đó:

h là chiều Vapnik-Chervonenkis của không gian nghiệm,

m là số lượng dữ liệu đo độc lập có sẵn trong dữ liệu lịch sử, và e bằng $\exp(1)$.

Bước hiệu chỉnh mô hình sản xuất bằng cách chọn trong số các nghiệm dự bị trong không gian nghiệm có nghĩa là chọn lấy “mức độ rủi ro thực nghiệm” $R_{emp}(\alpha)$ càng nhỏ càng tốt, trong khi chọn các tham số thích hợp α hoàn toàn xác định nghiệm nằm trong không gian nghiệm. Mức độ rủi ro thực nghiệm $R_{emp}(\alpha)$ này đo khoảng cách (dương) giữa dữ liệu quá khứ thực tế và dữ liệu tương ứng tính được dựa vào mô hình.

Quy trình tăng cấp độ là cách để đạt đến sự cân đối giữa các giá trị $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ và $R_{emp}(\alpha)$, các giá trị này đều phải càng nhỏ càng tốt, vì mục đích là để tối thiểu hoá tổng của chúng $R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ với xác suất cho trước $1 - \delta$.

Khi tối thiểu hoá tổng nêu trên, việc làm này sẽ tối thiểu hoá mức độ rủi ro dự kiến của dự báo, $R(\alpha)$, theo bất đẳng thức Vapnik:

$$R(\alpha) \leq R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right).$$

Dấu hiệu này cho phép tối thiểu hoá mức độ rủi ro dự kiến của dự báo $R(\alpha)$, khi bắt đầu từ giá trị $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ lớn (khi các mô hình bắt đầu là mô hình phức tạp) và mức độ rủi ro thực nghiệm $R_{emp}(\alpha)$ nhỏ (khi các mô hình phức tạp này có thể mô tả dữ liệu quá khứ một cách thích hợp) và giảm dần độ phức tạp, và do đó giảm dần $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ để thích ứng hơn với dữ liệu quá khứ, vì vậy giữ được mức độ rủi ro thực nghiệm $R_{emp}(\alpha)$ thấp.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, sự phân chia tầng chứa được tăng cấp độ theo các bước:

- phân chia tầng chứa G ra thành các phần cơ bản G_{ab} , sao cho

$G = \bigcup_{a=1}^A \bigcup_{b=1}^B G_{ab}$ với $G_{ab} \cap G_{a'b'} = \emptyset$ với $(a,b) \neq (a',b')$, trong đó $a \in \{1..A\}$ mô tả

khu vực $x - y$, và $b \in \{1..B\}$ mô tả một hoặc vài tầng z ,

- nhóm các phần cơ bản liền nhau có các tính chất của đá đồng nhất, thành các phân nhóm địa chất G_c , trong đó $c \in \{1..C\}$.

Dấu hiệu này thể hiện cách thức thực tế để tăng cấp độ địa chất thực địa khi xác định một số lượng tương đối ít các phân nhóm địa chất G_c .

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, các tính chất của đá được tăng cấp độ theo bước tính giá trị trung bình trên các tính chất của đá cho mỗi phân nhóm địa chất, theo công thức:

$$RP_c = \frac{1}{V_c} \iiint_{G_c} RP(x, y, z) dx dy dz, \text{ trong đó } V_c \text{ là thể tích của phân nhóm địa}$$

chất G_c .

Dấu hiệu này giải thích cách thức xác định trên thực tế các tính chất cần sử dụng ở phân nhóm địa chất G_c nhất định.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, các định luật vật lý cho tầng chứa được tăng cấp độ theo cách sao cho các định luật vật lý này áp dụng các tham số chức năng của phân nhóm địa chất và trong đó các thang độ không gian và thời gian liên quan đến phân nhóm địa chất được xác định theo cách sao cho không gian nghiệm liên quan phù hợp với độ phức tạp của dữ liệu lịch sử ở mức giếng khoan.

Dấu hiệu này chỉ ra các quy tắc để tìm các định luật vật lý cho tầng chứa được tăng cấp độ, tập trung vào đặc tính của chúng đo được ở mức giếng khoan.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, mô hình sản xuất được thiết lập theo các bước:

- xác định sự phân chia tầng chứa sơ bộ ban đầu, các tính chất của đá, các định luật vật lý cho tầng chứa và các định luật vật lý cho giếng khoan,
- giảm cấp độ cho sự phân chia tầng chứa, các tính chất của đá, các định luật

vật lý cho tầng chứa và các định luật vật lý cho giếng khoan trong khi thường xuyên kiểm tra điều kiện Vapnik, cho tới khi mô hình sản xuất thích ứng với dữ liệu lịch sử, và

- hiệu chỉnh mô hình sản xuất bằng cách chọn trong số các nghiệm dự bị của mô hình sản xuất, lấy nghiệm dự bị tối thiểu hoá mức độ rủi ro dự kiến của dự báo.

Giảm cấp độ có nghĩa là làm tăng độ phức tạp, bắt đầu từ mô hình đơn giản mô tả mỏ, và bổ sung các hiện tượng tầng chứa và/hoặc giếng khoan phù hợp, các hiện tượng này sẽ mô tả chính xác đặc tính của toàn bộ mỏ, và của từng giếng khoan. Bước giảm cấp độ được thực hiện theo cách sao cho không gian nghiệm dự bị để chọn làm mô hình giữ được giá trị $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ càng nhỏ càng tốt, trong đó:

δ là số dương gần bằng không, $1 - \delta$ là giá trị xác suất, và

Φ là hàm số dương được xác định theo công thức:

$$\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right) = 2\sqrt{\frac{2}{m}\left(h\log\left(\frac{2em}{h}\right) + \log\left(\frac{2}{\delta}\right)\right)},$$

trong đó:

h là chiều Vapnik-Chervonenkis của không gian nghiệm,

m là số lượng dữ liệu đo độc lập có sẵn trong dữ liệu lịch sử, và

e bằng $\exp(1)$.

Bước hiệu chỉnh mô hình sản xuất trong số các mô hình dự bị thuộc không gian nghiệm có nghĩa là làm cho “mức độ rủi ro thực nghiệm” $R_{emp}(\alpha)$ càng nhỏ càng tốt, trong khi chọn các tham số thích hợp “ α ” xác định hoàn toàn một nghiệm nằm trong không gian nghiệm. Mức độ rủi ro thực nghiệm này đo khoảng cách giữa dữ liệu quá khứ thực tế và dữ liệu tương ứng tính được dựa vào mô hình.

Quy trình giảm cấp độ này là cách để đạt đến sự cân đối giữa các giá trị $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ và $R_{emp}(\alpha)$, các giá trị này đều phải càng nhỏ càng tốt, vì mục đích là để

tối thiểu hoá tổng của chúng $R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ với xác suất cho trước $1 - \delta$.

Khi tối thiểu hoá tổng nêu trên, việc làm này sẽ tối thiểu hoá mức độ rủi ro dự kiến của dự báo, $R(\alpha)$, theo bất đẳng thức Vapnik:

$$R(\alpha) \leq R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$$

Dấu hiệu này cho phép tối thiểu hoá mức độ rủi ro dự kiến của dự báo $R(\alpha)$, khi bắt đầu từ giá trị $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ nhỏ (khi các mô hình bắt đầu là mô hình đơn giản) và mức độ rủi ro thực nghiệm $R_{emp}(\alpha)$ lớn (khi các mô hình đơn giản này không mô tả dữ liệu quá khứ một cách thích hợp) và tăng dần độ phức tạp, và do đó tăng dần $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ để thích ứng hơn với dữ liệu quá khứ, vì vậy giảm mức độ rủi ro thực nghiệm $R_{emp}(\alpha)$.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, sự phân chia tầng chứa được giảm cấp độ theo các bước:

- bắt đầu từ toàn bộ tầng chứa,
- phân chia tầng chứa ra thành các phân nhóm địa chất trong đó có sự biến thiên lớn của các tính chất của tầng chứa ở gần ranh giới giữa các phân nhóm địa chất.

Dấu hiệu này mô tả quy trình đi từ chỗ mô tả trường toàn cục đến chỗ mô tả chi tiết, trong đó các đặc tính cục bộ được xác định ở mức chi tiết hơn G_c .

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, trong đó các tính chất của đá được giảm cấp độ bằng cách xác định các tính chất mới riêng biệt của đá trong mỏ ở mỗi phân nhóm địa chất.

Dấu hiệu này mô tả nguyên tắc phân định các tính chất vật lý khác nhau ở mức G_c .

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, các định luật vật lý cho tầng chứa được

giảm cấp độ theo cách sao cho các định luật vật lý này áp dụng các tham số chức năng của phân nhóm địa chất và trong đó các thang độ không gian và thời gian liên quan đến phân nhóm địa chất được xác định theo cách sao cho không gian nghiệm liên quan phù hợp với độ phức tạp của dữ liệu lịch sử ở mức giếng khoan.

Dấu hiệu này chỉ ra các quy tắc để tìm các định luật vật lý cho tầng chứa được giảm cấp độ, tập trung vào đặc tính của chúng đo được ở mức giếng khoan.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, các định luật vật lý cho tầng chứa được tách ra từ các phương trình (Navier-)Stokes về sự bảo toàn mômen và sự bảo toàn khối lượng của chất lỏng hoặc chất khí trong đá được mô hình hoá dưới dạng môi trường xốp, chỉ được đặc trưng bởi độ xốp trung bình và độ thấm/độ thấm tương đối của nó cho từng thời gian, từng pha, từng phân nhóm địa chất.

Dấu hiệu này giải thích cách thức mà các định luật vật lý tổng quát cho tầng chứa có thể đơn giản hoá ở mức phân nhóm địa chất, trong khi tính giá trị trung bình cho một số tham số quan trọng trên toàn bộ phân nhóm địa chất G_c .

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, các định luật vật lý cho tầng chứa có các công thức như sau:

$$u_{\varphi k} = -\frac{k}{\mu_b} k_{r\varphi} (\nabla P_{\varphi} - \rho_{\varphi} g),$$

trong đó:

$u_{\varphi k}$ là tốc độ của pha φ ở giếng khoan k , ở phân nhóm địa chất c ,

$\mu_{\varphi c}$ là độ nhớt của pha φ , ở phân nhóm địa chất c ,

$P_{\varphi c}$ là áp suất ở pha φ , ở phân nhóm địa chất c ,

$\rho_{\varphi c}$ là mật độ của pha φ , ở phân nhóm địa chất c ,

g là vector trọng lực,

k là hệ số độ thấm, và

$k_{r\varphi c}$ là hệ số độ thấm tương đối của pha φ , ở phân nhóm địa chất c . $k_{r\varphi c}$ là hàm số của thời gian, thông qua sự phụ thuộc của nó vào độ bão hoà của pha.

Dấu hiệu này giải thích định luật nào trên thực tế được coi là để truyền lan chất lưu và định luật đó được tham số hoá như thế nào.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, các định luật vật lý cho tầng chứa còn bao gồm các định luật truyền nhiệt giữa chất lỏng hoặc chất khí và đá dựa vào các công thức như sau:

$$\Phi \partial_t (\rho_w S_w + \rho_g S_g) + \nabla \cdot (\rho_w u_w + \rho_g u_g) = 0,$$

$$\Phi \partial_t (\rho_o S_o) + \nabla \cdot (\rho_o u_o) = 0,$$

$$S_o + S_w + S_g = 1,$$

$$\partial_t (E_s + E_f) + \nabla \cdot (U_f - \lambda(T) \nabla T) = 0,$$

trong đó:

$T = T(x, y, z)$ là nhiệt độ và có thể thay đổi trên toàn bộ tầng chứa,

Φ là độ xốp của đá,

S_φ là độ bão hoà của pha φ ,

ρ_φ là mật độ của pha φ ,

u_φ là tốc độ của pha φ ,

E là nội năng khối (các chỉ số s và f lần lượt tương ứng với pha rắn và pha lỏng),

$U_f = U_g + U_o + U_w$ là thông lượng entanpi, trong đó $U_\varphi = \rho_\varphi h_\varphi u_\varphi$,

h_φ là entanpi riêng của pha φ ,

$h_g = h_w + \Lambda$, Λ là nhiệt dung riêng của hơi nước,

các chỉ số g, w, o lần lượt dùng để chỉ chất khí, nước và dầu,

$\lambda(T)$ là hệ số dẫn nhiệt của tầng chứa.

Dấu hiệu này mô tả các định luật truyền nhiệt nào cần phải xem xét và các định luật đó được tham số hoá như thế nào.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, các định luật vật lý cho tầng chứa còn bao gồm các định luật pha được xác định bởi:

$\mu_{\varphi c} = \mu_{\varphi c}(P, T)$ là độ nhót của pha φ ở phân nhóm địa chất c , là hàm số của áp suất cục bộ P và nhiệt độ cục bộ T ;

$\rho_{\varphi c} = \rho_{\varphi c}(P, T)$ là mật độ của pha φ ở phân nhóm địa chất c , là hàm số của áp suất cục bộ P và nhiệt độ cục bộ T ;

$k_{r\varphi c} = k_{r\varphi c}(P, T)$ là hệ số độ thấm tương đối của pha φ ở phân nhóm địa chất c , là hàm số của áp suất cục bộ P và nhiệt độ cục bộ T .

Dấu hiệu này giải thích các định luật truyền lan chất lưu và các định luật truyền nhiệt được kết hợp như thế nào, thông qua sự phụ thuộc vào áp suất và nhiệt độ.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, các định luật vật lý cho giếng khoan bao gồm các công thức như sau:

$$Q_{\varphi ktc} = T_{kc}(PP_{ktc}, u_{\varphi kc}),$$

trong đó:

$Q_{\varphi ktc}$ là sản lượng của pha φ ở giếng khoan k ở phân nhóm địa chất c ở thời điểm t ,

T_{kc} là hàm truyền của giếng khoan k , ở phân nhóm địa chất c ,

PP_{ktc} là các tham số sản xuất áp dụng cho giếng khoan k ở phân nhóm địa chất c ở thời điểm t ,

$u_{\varphi kc}$ là tốc độ của pha φ ở giếng khoan k ở phân nhóm địa chất c .

Dấu hiệu này giải thích các đặc tính của các giếng khoan có thể được mô hình hoá như thế nào, ví dụ thông qua các hàm truyền. Các hàm số như vậy có cùng “mức độ chi tiết” với phương pháp mô hình hoá tầng chứa: nếu phân nhóm địa chất G_c có vài tầng b , thì các tầng này sẽ được tính trung bình với nhau ở mức giếng khoan.

Sáng chế còn liên quan đến phương pháp thiết lập mô hình để khai thác tối ưu mỏ hydrocacbon trưởng thành, phương pháp này bao gồm các bước:

thiết lập mô hình sản xuất theo một phương án bất kỳ trong số các phương án nêu trên,

lặp lại vài lần việc thực hiện mô hình sản xuất nêu trên để tìm ra các tham số sản xuất tối ưu nhằm tối ưu hoá giá trị lợi ích thu được từ sản lượng,

áp dụng các tham số sản xuất tối ưu tìm được để khai thác mỏ hydrocacbon.

Dấu hiệu này mô tả quy trình tối ưu hoá chung, nhằm mục đích tối đa hoá hàm giá trị lợi ích tại mỏ. Quy trình này hoàn toàn sử dụng dấu hiệu nêu trên của mô hình sản xuất, tức là có độ phức tạp tương đối thấp, cho phép thời gian tính toán là rất ngắn để tính một kịch bản sản xuất cho trước, được xác định dựa vào các tham số sản xuất tương ứng trong kịch bản. Thời gian tính toán ngắn như vậy khiến cho có thể thực hiện rất nhiều kịch bản, thường là trên 100 kịch bản.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, giá trị lợi ích tối ưu hoá là giá trị hiện tại thuần hoặc trừ lượng của mỏ hydrocacbon.

Dấu hiệu này mô tả cách ứng dụng thực tế của sáng chế, để tạo ra lợi nhuận tài chính lớn, so với các kịch bản không được tối ưu hoá.

Theo dấu hiệu khác của sáng chế, giá trị hiện tại thuần có thể được xác định bằng cách sử dụng công thức như sau:

$$NPV = \sum_i \left(\sum_k \sum_c P_{kc} * R_{ik} \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i} - \sum_i \left(\sum_k I_{ik} - \sum_k OC_{ik} - \sum_k \sum_c (TO_i * P_{kc} + TL_i * L_{kc}) \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i}$$

trong đó:

P_{kc} là sản lượng dầu (tính bằng thùng) cho giếng khoan k và phân nhóm địa chất c ,

R_{ik} là tiền thuế và các chi phí thuê khu mỏ cho giếng khoan k và trong năm i ,

S_i là giá bán dầu (tính cho mỗi thùng) trong năm i ,

d là tỷ lệ chiết khấu phần trăm,

I_{ik} là vốn đầu tư cho giếng khoan k trong năm i ,

OC_{ik} là các chi phí điều hành cho giếng khoan k trong năm i ,

L_{kc} là sản lượng chất lưu (tính bằng thùng) cho giếng khoan k và phân nhóm địa chất c ,

TO_i là chi phí xử lý (cho mỗi thùng dầu), trong năm i .

TL_i là chi phí xử lý (cho mỗi thùng chất lưu), trong năm i .

Dấu hiệu này chỉ rõ cách thức thực tế để xác định hàm giá trị lợi ích, hàm này có thể hoàn toàn được tính bằng cách sử dụng sản lượng của các giếng khoan, cho từng pha, từng thời gian và từng phân nhóm địa chất, sản lượng này được tính bằng mô hình sản xuất với một tập hợp bất kỳ cho trước của các tham số sản xuất.

Mô tả vắn tắt các hình vẽ

Các dấu hiệu, chi tiết và ưu điểm khác của sáng chế sẽ trở nên rõ ràng hơn khi xem phần mô tả chi tiết dưới đây có dựa vào hình vẽ, trong đó:

Fig.1 là hình vẽ thể hiện ví dụ về mỏ hydrocacbon,

Fig.2 là sơ đồ khối thể hiện toàn bộ thiết bị thiết lập mô hình theo sáng chế,

Fig.3 là sơ đồ khối thể hiện chi tiết thiết bị thiết lập mô hình sản xuất theo sáng chế.

Mô tả chi tiết sáng chế

Theo Fig.1, mỏ hydrocacbon là tầng chứa dưới đất (hoặc dưới biển) G có đá, chất khí và các chất lưu trong đó có dầu. Tầng chứa G được khoan từ bề mặt 10 với vài giếng khoan 11, theo cách đã biết. Các giếng khoan 11 có thể là các vòi phun có nhiệm vụ phun chất lưu, thường là nước, chất khí hoặc hơi nước, vào trong tầng chứa để làm thay đổi các tính chất của tầng chứa, ví dụ để làm thay đổi áp suất hoặc nhiệt độ của tầng chứa. Theo cách thay thế, các giếng khoan 11 có thể là các giếng khai thác có nhiệm vụ chiết khí, dầu và các chất lưu liên quan (và có thể có các thành phần khác) ra khỏi tầng chứa. Các chất lỏng hoặc chất khí phù hợp cũng có thể được bơm vào trong các giếng khai thác, để nâng cao hiệu quả sản xuất hoặc

để làm thay đổi các tính chất của tầng chứa cục bộ.

Mục đích của sáng chế là nhằm tính sản lượng hydrocarbon tương lai cho từng giếng khoan, từng pha, từng phân nhóm địa chất và từng thời gian.

Mục đích khác của sáng chế là nhằm xác định và áp dụng các tham số sản xuất tối ưu *PP*, tức là, các tham số sản xuất *PP* tối ưu hoá giá trị lợi ích, ví dụ sản lượng, NPV, trữ lượng, của mỏ hydrocarbon trưởng thành.

Sáng chế đề cập đến phương pháp khai thác tối ưu mỏ hydrocarbon trưởng thành dựa vào thiết bị tối ưu 1. Thiết bị tối ưu 1 sử dụng môđun mô hình sản xuất 2 để tạo ra sản lượng Q_{pkt} cho từng pha φ , từng giếng khoan k , 11, từng phân nhóm địa chất c , và từng thời gian t (thời gian này thường được tính bằng tháng) dưới dạng là hàm số của các tham số sản xuất *PP*. Pha φ có thể là dầu, khí, nước hoặc chất lưu phù hợp khác như các chất phụ gia hoá học (dầu có thể được coi là một pha hoặc được tách ra thành nhiều pha hydrocarbon khác nhau). Có thể có vài pha dầu hoặc khí, tùy thuộc vào các chuỗi hydrocarbon. Khí có thể là hydrocarbon, hơi hoặc mọi phần tử khác.

Các tham số sản xuất *PP* bao gồm tất cả các tham số điều khiển tác động đến hoạt động sản xuất. Các tham số sản xuất bao gồm: tốc độ bơm xác định đặc tính của các vòi phun hoặc các giếng khai thác, các hệ số khai thác, ví dụ xét về tốc độ bơm, để xác định đặc tính của các giếng khai thác và cả sự tu bổ giếng khai thác, như sự khoan thùng, sự hoàn tất giếng, sự xử lý giếng bằng phương pháp bơm axit, sự hình thành vết nứt..., hoặc một số sự tác động khác như sự chuyển đổi có thể xảy ra là chuyển từ giếng khai thác thành vòi phun hoặc theo cách khác là khoan thêm giếng mới (là giếng khai thác và/hoặc vòi phun). *PP* có thể phụ thuộc vào phân nhóm địa chất.

Thiết bị tối ưu 1 cho phép kiểm tra các phương thức sản xuất mới sẽ làm thay đổi các tham số sản xuất so với phương thức sản xuất căn bản (phương thức sản xuất “mọi việc đều sẽ vào đây”).

Vì mô hình sản xuất 2 đơn giản đến mức nhanh chóng tính ra kết quả, nên thiết bị tối ưu 1 có thể lặp lại vài lần việc thực hiện mô hình sản xuất 2, do đó thử

nhiều phương thức hoặc kịch bản, để tìm ra các tham số sản xuất PP tối ưu nhằm tối ưu hoá giá trị lợi ích 5 thu được từ sản lượng Q_{pkt} .

Như được thể hiện bằng sơ đồ khối trên Fig.2, bộ phận chủ yếu của thiết bị tối ưu 1 là môđun mô hình sản xuất 2. Với tập hợp tham số sản xuất PP cho trước, môđun mô hình sản xuất này sẽ đưa ra mức dự báo sản lượng Q_{pkt} .

Từ sản lượng Q_{pkt} , giá trị lợi ích 5, cần tối ưu hoá, có thể được tính bằng môđun 4.

Trong thiết bị tối ưu 1, môđun 3 có nhiệm vụ đề xuất các kịch bản ở dạng các tập hợp tham số sản xuất PP . Vài phương pháp phỏng đoán/thuật toán có thể được sử dụng trong môđun 3, từ các phương pháp Monte-Carlo ngẫu nhiên đến các phương pháp nhận biết ngữ cảnh hiệu quả hơn để đề xuất các tập hợp tham số sản xuất PP dự bị thích hợp.

Như được thể hiện bằng mũi tên phản hồi trên hình vẽ, môđun 3 có thể tận dụng giá trị phản hồi 5, để xác định các tập hợp tham số mới, và để điều khiển các kịch bản mới, theo các phương pháp tối ưu hoá đã biết.

Bằng cách lặp lại các bước thực hiện như vậy, thiết bị tối ưu 1 có thể xác định tập hợp tham số sản xuất tối ưu để tối ưu hoá giá trị lợi ích 5.

Phương pháp này còn bao gồm bước áp dụng các tham số sản xuất PP tối ưu thu được để điều khiển việc khai thác mỏ hydrocacbon. Như đã được mô hình hoá, lợi ích hoặc lợi nhuận dự kiến có thể là tối ưu và ít nhất thì cũng tốt hơn so với phương thức căn bản.

Theo dấu hiệu cơ bản của sáng chế, muốn đạt được hiệu quả mà không lặp lại nhược điểm của các giải pháp đã biết, thì mô hình sản xuất 2 trước hết phải thích ứng với dữ liệu lịch sử HD, phải tạo ra kết quả tốt hơn so với sản lượng Q_{pkt} trong quá khứ, khi áp dụng các tham số sản xuất PP theo dữ liệu lịch sử, do đó khác biệt với các mô hình đơn giản quá mức. Ngoài ra, mô hình sản xuất 2 còn phải kiểm tra điều kiện Vapnik.

Mô hình sản xuất 2 được dự tính là để tạo ra dữ liệu ước tính cho tương lai, bắt đầu từ thời điểm T , sao cho càng chính xác càng tốt. Một điều kiện cần để đạt được độ chính xác như vậy trước hết là mô hình sản xuất này phải thích ứng với dữ liệu lịch sử HD, nghĩa là tái tạo được dữ liệu đã biết trong quá khứ, gọi là dữ liệu lịch sử HD. Do đó, sự thích ứng với dữ liệu lịch sử có nghĩa là mô hình sản xuất 2 có đủ độ chính xác để tái tạo dữ liệu đã được tạo ra như sản lượng $Q_{\varphi kt}$ cho từng pha φ , từng giếng khoan k , từng phân nhóm địa chất c và từng thời gian t , và tổng sản lượng dầu tích lũy, khi đã biết, nghĩa là ở trước thời điểm T . Chất lượng thích ứng này được đánh giá cao bằng cách so sánh tương đối sản lượng đã biết $Q_{\varphi ktHD}$ được ghi trong dữ liệu lịch sử HD với sản lượng $Q_{\varphi kt}$ được tính bằng mô hình sản xuất 2 áp dụng các tham số sản xuất trong quá khứ. Sản lượng dầu tích lũy cũng được so sánh giữa tổng sản lượng $Q_{\varphi ktHD}$ được ghi trong dữ liệu lịch sử HD và tổng sản lượng $Q_{\varphi kt}$ được tính bằng mô hình sản xuất 2. Phép so sánh này có thể

được biểu diễn bằng công thức $\frac{\|Q_{\varphi kt} - Q_{\varphi ktHD}\|_{[T_1 - Xy, T_1]}}{\|Q_{\varphi ktHD}\|_{[T_1 - Xy, T_1]}} \leq \varepsilon_1$, với $p\%$ giá trị

$$Q_{\varphi ktHD} \text{ và } \sum_{kct[T_1 - Xy, T_1]} Q_{\varphi kt} - \sum_{kct[T_1 - Xy, T_1]} Q_{\varphi ktHD} \leq \varepsilon_2, \text{ trong đó:}$$

$Q_{\varphi kt}$ là sản lượng cho từng pha φ , từng giếng khoan k , từng phân nhóm địa chất c và từng thời gian t , được xác định bằng mô hình sản xuất 2,

$Q_{\varphi ktHD}$ là sản lượng tương ứng cho từng pha φ , từng giếng khoan k , từng phân nhóm địa chất c và từng thời gian t , tìm được trong dữ liệu lịch sử (HD),

$[T_1 - Xy, T_1]$ là khoảng thời gian dài X năm gần nhất trước thời điểm T_1 ,

T_1 ngày cuối có dữ liệu lịch sử HD trong ngày đó,

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ là chuẩn của Z trong khoảng thời gian $[T_1, T_2]$,

ε_1 là số dương nhỏ so với 1,

ε_2 là số dương nhỏ so với 1, và

p là số gần bằng 100%.

Độ dài khoảng thời gian để xem xét điều kiện thích ứng có thể được làm thích ứng với có độ dài có sẵn của dữ liệu lịch sử. Tuy nhiên, nếu có thể, độ dài năm năm được coi là đáp ứng điều kiện. Độ dài đó phù hợp với mức so sánh của dự báo dự kiến chính xác cho mô hình sản xuất 2, là năm năm.

Các giá trị cụ thể $X = 5$, $p = 90\%$, $\varepsilon_1 = 0,2$ và $\varepsilon_2 = 0,15$ được nhận thấy là đáp ứng điều kiện để thu được kết quả thích ứng tốt.

Chuẩn được dùng ở đây để so sánh có thể là chuẩn bất kỳ trong số các chuẩn: bình phương tối thiểu hoặc bình phương tối thiểu có trọng số.

Ngoài điều kiện thích ứng, mô hình sản xuất 2 chính xác còn phải kiểm tra điều kiện Vapnik. Điều kiện Vapnik này có thể được biểu diễn theo các cách khác nhau.

Một trong các kết quả của lý thuyết học thống kê do Vapnik phát triển cho thấy, dựa vào tập hợp dữ liệu lịch sử HD cho trước có chiều m , tức là có m dữ liệu đo độc lập, lý thuyết này có thể tìm ra, bằng cách học, mô hình trong không gian có chiều-VC h , với mức độ rủi ro dự kiến của dự báo đáng tin cậy $R(\alpha)$ liên quan đến các tham số α , được xác định ở trên theo tổng của hai số hạng $R_{emp}(\alpha) + \Phi$.

Số hạng thứ nhất $R_{emp}(\alpha)$ là mức độ rủi ro thực nghiệm liên quan đến các tham số α , chỉ báo chất lượng thích ứng với dữ liệu lịch sử HD được cung cấp bởi các tham số α . Số hạng thứ hai Φ là đặc trưng của mô hình và có thể được biểu diễn bằng

công thức $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right) = 2\sqrt{\frac{2}{m}\left(h\log\left(\frac{2em}{h}\right) + \log\left(\frac{2}{\delta}\right)\right)}$, trong đó δ là số dương gần bằng

không, $1 - \delta$ là giá trị xác suất của mức độ rủi ro dự kiến của dự báo $R(\alpha)$ thực sự được xác định dựa vào công thức $R_{emp}(\alpha) + \Phi$, trong đó h là chiều-VC của không gian nghiệm S , còn gọi là chiều Vapnik-Chervonenkis hoặc gọi tắt là chiều-VC, và m là số lượng dữ liệu đo độc lập có sẵn trong dữ liệu lịch sử HD.

Theo kết quả này, các mô hình quá đơn giản theo giải pháp đã biết đều tạo ra giá trị $R_{emp}(\alpha)$ lớn do sự đơn giản quá mức của các mô hình này. Ngược lại, các

mô hình mất lưới phức tạp theo giải pháp đã biết có thể tạo ra giá trị $R_{emp}(\alpha)$ nhỏ, nhưng lại có giá trị Φ lớn, do tỷ số $\frac{h}{m}$ lớn, vì chiều-VC h của không gian nghiệm là quá lớn so với số lượng dữ liệu đo độc lập có sẵn m trong dữ liệu lịch sử HD.

Vì vậy, cần phải có giải pháp cân đối. Giá trị m là hằng số và được xác định dựa vào dữ liệu lịch sử HD có sẵn đối với mỏ hydrocacbon nhất định. Kích thước h của không gian nghiệm phải được làm thích ứng sao cho tỷ số $\frac{h}{m}$ luôn nhỏ. Với mục tiêu trung bình là dự báo năm năm với độ tin cậy khoảng $\pm 5\%$, thì giá trị $\frac{h}{m} \leq 0,1$ được nhận thấy là phù hợp với cả độ tin cậy mục tiêu lẫn khả năng chuyển đổi cấp độ, như được mô tả chi tiết dưới đây, để tìm ra mô hình.

Một cách khác để biểu diễn và kiểm tra điều kiện Vapnik là thực hiện thử nghiệm mù. Thử nghiệm mù trong N năm có thể được thực hiện bằng cách chia dữ liệu lịch sử thành hai khoảng thời gian. Khoảng thời gian “quá khứ” thứ nhất kéo dài từ thời điểm ban đầu T_0 có dữ liệu lịch sử tại thời điểm đó, đến thời điểm $T - N_y$ trước thời điểm cuối T là N năm. Khoảng thời gian “mù” thứ hai kéo dài từ thời điểm $T - N_y$ đến thời điểm T tương ứng với thời điểm cuối có dữ liệu lịch sử tại thời điểm đó. T thường là thời gian thực. Dữ liệu khoảng thời gian “quá khứ” được coi là đã biết, và được dùng để thiết lập mô hình sản xuất 2, bằng cách học trên dữ liệu này. Dữ liệu khoảng thời gian “mù” được coi là không biết hoặc ít nhất là được che trong quy trình thiết lập mô hình sản xuất. Sau đó, các dữ liệu này được so sánh với dữ liệu dự báo bằng mô hình sản xuất 2 trên khoảng thời gian “mù” dựa vào các tham số sản xuất trong khoảng thời gian “mù”. Thử nghiệm mù được coi là được đáp ứng khi dữ liệu dự báo được tạo ra có độ chính xác ở mức độ thoả mãn với dữ liệu lịch sử trong khoảng thời gian được che.

Khi đó, thử nghiệm mù bao gồm các bước như sau:

xác định mô hình sản xuất 2 thích ứng với dữ liệu lịch sử HD trong khoảng thời gian trước thời điểm $T - N_y$,

dự báo sản lượng trong khoảng thời gian $[T - Ny, T]$,

thử nghiệm mù được đáp ứng khi:

$$\frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktbHD}\|_{[T-Ny, T]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T-Ny, T]}} \leq \varepsilon_1, \text{ với trên } p\% \text{ giá trị } Q_{\phi ktbHD} \text{ hiện có và sản}$$

lượng dầu tích lũy trong khoảng thời gian $[T - Xy, T]$ này có độ chính xác tới ε_2 , trong đó:

$Q_{\phi ktb}$ là sản lượng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian, được xác định bằng mô hình sản xuất,

$Q_{\phi ktbHD}$ là sản lượng tương ứng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng (hoặc nhóm tầng) và từng thời gian, tìm được trong dữ liệu lịch sử,

$[T - Ny, T]$ là khoảng thời gian dài N năm gần nhất trước thời điểm T ,

T là ngày cuối có dữ liệu lịch sử trong ngày đó,

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ là chuẩn của Z trong khoảng thời gian $[T_1, T_2]$,

ε_1 là số dương nhỏ so với 1,

ε_2 là số dương nhỏ so với 1, và

p là số dương gần bằng 100%.

Giá trị cụ thể $p = 90\%$, $\varepsilon_1 = 0,1$ và $\varepsilon_2 = 0,1$ được nhận thấy là đáp ứng điều kiện để đạt được thử nghiệm mù thoả mãn. Khoảng thời gian $N = 3$ năm cũng đáp ứng điều kiện.

Chuẩn được dùng ở đây để so sánh có thể là chuẩn bất kỳ, ví dụ: bình phương tối thiểu hoặc bình phương tối thiểu có trọng số.

Một cách thức khác để kiểm tra điều kiện Vapnik là đo tính chất ổn định của dự báo. Thử nghiệm đo tính chất ổn định của mô hình sản xuất 2 nhằm vào dữ liệu đầu ra của mô hình sản xuất này đáp lại sự biến thiên ít của dữ liệu đầu vào. Dữ liệu đầu vào là dữ liệu lịch sử HD có các tham số sản xuất PP và sản lượng $Q_{\phi ktbHD}$

trong quá khứ, nằm trong khoảng thời gian $[T_0, T]$. Dựa vào dữ liệu danh nghĩa PP và $Q_{\phi ktbHD}$, mô hình sản xuất 2 danh nghĩa được thiết lập. Sau đó, các dữ liệu này có thay đổi chút ít để thu được dữ liệu PP' và $Q_{\phi ktbHD}'$ tương ứng. Dựa vào các dữ liệu đầu vào có thay đổi ít, một mô hình sản xuất khác được thiết lập, mô hình sản xuất khác này được dự kiến là sẽ tương đối sát với mô hình sản xuất 2 danh nghĩa.

Dữ liệu đầu ra, tức là sản lượng $Q_{\phi ktb}$ và $Q_{\phi ktb}'$ lần lượt là dữ liệu dự báo được xác định bằng mô hình sản xuất 2 danh nghĩa và bằng mô hình sản xuất khác, trong khoảng thời gian tương lai $[T, T + My]$, và sau đó các giá trị này được so sánh với nhau.

Tính chất ổn định của dự báo được kiểm tra khi $\frac{\|PP - PP'\|_{[T_0, T]}}{\|PP\|_{[T_0, T]}} \leq \varepsilon$ và

$$\frac{\|Q_{\phi ktbHD} - Q_{\phi ktbHD}'\|_{[T_0, T]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T_0, T]}} \leq \varepsilon \text{ thì } \frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktb}'\|_{[T, T+My]}}{\|Q_{\phi ktb}\|_{[T, T+My]}} \leq n\varepsilon,$$

trong đó:

PP là các tham số sản xuất,

PP' là các tham số sản xuất có thay đổi ít,

$Q_{\phi ktbHD}$ là sản lượng cho từng pha ϕ , từng giếng khoan k , từng tầng (hoặc nhóm tầng) b và từng thời gian t , tìm được trong dữ liệu lịch sử HD,

$Q_{\phi ktbHD}'$ là các sản lượng có thay đổi ít cho từng pha ϕ , từng giếng khoan k , từng tầng (hoặc nhóm tầng) b và từng thời gian t , tìm được trong các dữ liệu lịch sử có thay đổi ít,

$Q_{\phi ktb}$ là sản lượng cho từng pha ϕ , từng giếng khoan k , từng tầng (hoặc nhóm tầng) b và từng thời gian t , được xác định bằng thiết bị thiết lập mô hình sản xuất 2,

$Q_{\phi ktb}'$ là sản lượng cho từng pha ϕ , từng giếng khoan k , từng tầng (hoặc nhóm tầng) b và từng thời gian t , được xác định bằng một mô hình sản xuất khác

tương đối giống với mô hình sản xuất đã xác định khi không có dữ liệu lịch sử có thay đổi ít,

$[T_0, T]$ là khoảng thời gian từ thời điểm T_0 đến thời điểm T , lần lượt tương ứng với ngày đầu và ngày cuối có dữ liệu lịch sử (HD) trong những ngày đó,

$[T, T + My]$ là khoảng thời gian dài M năm sau thời điểm T ,

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ là chuẩn của Z trong khoảng thời gian $[T_1, T_2]$,

ε là số dương nhỏ so với 1, và

n là số nguyên nhỏ hơn 5.

Ở đây, giá trị quan trọng là tỷ lệ n giữa độ biến thiên đầu vào được phép ε , và độ biến thiên đầu ra $n\varepsilon$ thu được. Các giá trị $\varepsilon = 0,05$, $n = 2$ được nhận thấy là đáp ứng điều kiện. Mức $M = 3$ năm cũng đáp ứng điều kiện khi xem xét độ tin cậy mục tiêu.

Chuẩn được dùng ở đây để so sánh có thể là chuẩn bất kỳ, ví dụ: bình phương tối thiểu hoặc bình phương tối thiểu có trọng số.

Ba cách thức nêu trên để kiểm tra điều kiện Vapnik có thể được sử dụng riêng biệt hoặc đồng thời.

Như đã nêu trên, trọng tâm của sáng chế là mô hình sản xuất 2. Mô hình sản xuất 2 này có thể sử dụng các định luật vật lý để xác định đặc tính như các định luật vật lý cho tầng chứa 6 và các định luật vật lý cho giếng khoan 7 đủ để thích ứng chính xác với dữ liệu lịch sử HD. Tuy nhiên, chiều-VC h của không gian nghiệm S phải giữ sao cho đủ nhỏ để kiểm tra điều kiện Vapnik.

Sáng chế đề xuất hai giải pháp để đạt được kết quả nêu trên. Hai giải pháp này đều sử dụng các định luật vật lý và áp dụng các định luật vật lý đó cho mô hình tầng chứa.

Theo giải pháp thứ nhất, còn gọi là quy trình tăng cấp độ, mô hình tầng chứa và các định luật vật lý đều bắt đầu bằng các công thức chi tiết được đơn giản hoá/tăng cấp độ dần dần bằng cách lấy giá trị gần đúng tại thời điểm và tại vị trí có

thể quan sát thấy có sự đồng nhất, cho tới khi đạt đến điều kiện dừng. Có thể đạt đến điều kiện này bằng cách tăng cấp độ cho sự phân chia tầng chứa, các tính chất của đá (*RP: Rock Properties*), các định luật vật lý cho tầng chứa 6 và các định luật vật lý cho giếng khoan 7 cho tới khi điều kiện Vapnik được kiểm tra.

Theo giải pháp thứ hai, còn gọi là quy trình giảm cấp độ, mô hình tầng chứa và các định luật vật lý đều bắt đầu bằng các công thức sơ bộ được phức tạp hoá/giảm cấp độ dần dần bằng cách chi tiết hoá tại thời điểm và tại vị trí có thể quan sát thấy có sự biến thiên lớn, cho tới khi đạt đến điều kiện dừng. Có thể đạt đến điều kiện này bằng cách giảm cấp độ cho sự phân chia tầng chứa, các tính chất của đá *RP*, các định luật vật lý cho tầng chứa 6 và các định luật vật lý cho giếng khoan 7 sẽ thường xuyên kiểm tra điều kiện Vapnik, cho tới khi mô hình sản xuất 2 thích ứng với dữ liệu lịch sử HD.

Hai giải pháp này có thể được sử dụng riêng biệt hoặc được sử dụng luân phiên. Ví dụ, một giải pháp có thể tăng cấp độ cho phần địa chất từ mô hình chi tiết bằng cách trộn các phần, và sau đó cục bộ giảm cấp độ trở về một phân nhóm địa chất không thích ứng, vì vậy bộc lộ sự thay đổi lớn của các tính chất bên trong.

Ở bước này, bất kể giải pháp được sử dụng, cấu trúc của mô hình sản xuất 2 được xác định. Tuy nhiên, mô hình sản xuất 2 phụ thuộc vào vài tham số α , các tham số phải được tinh chỉnh thêm để cho mô hình sản xuất 2 hoạt động được. Tùy theo các tham số α , vài mô hình sản xuất 2 có thể là các nghiệm dự bị. Vài nghiệm dự bị này được kiểm tra về mức độ rủi ro dự kiến của dự báo $R(\alpha)$ đối với mỗi tập hợp tham số α có thể có cho tới khi tìm được tập hợp tham số α tối ưu có mức độ rủi ro dự kiến $R(\alpha)$ tối thiểu.

Theo Fig.1, tầng chứa G có thể được mô hình hoá bằng cách xem xét phần địa chất của tầng chứa này, tức là, khép kín thể tích đá có chứa dầu, và phân chia bằng cách sử dụng phương pháp phân chia tầng chứa.

Khi sử dụng quy trình tăng cấp độ, phần chi tiết thứ nhất có thể được xác định bằng cách tìm chỗ giao nhau của các khu vực $x - y$ có chỉ số a , ví dụ mỗi khu vực có ít nhất một giếng khoan 11, và các tầng z có chỉ số b . Trong ví dụ trên

Fig.1, bốn khu vực $x-y$ ($a = 1 \dots 4$) được sử dụng và năm khu vực z ($b = 1 \dots 5$) được sử dụng để bắt đầu phân chia tầng chứa G . Do đó, tầng chứa G ban đầu được phân chia thành các phần cơ bản G_{ab} sao cho $G = \bigcup_{a=1}^A \bigcup_{b=1}^B G_{ab}$ với $G_{ab} \cap G_{a'b'} = \emptyset$ với $(a,b) \neq (a',b')$ (hai phần khác nhau tách rời nhau), trong đó $a \in \{1 \dots A\}$ mô tả khu vực $x-y$, và $b \in \{1 \dots B\}$ mô tả tầng z ,

Bắt đầu từ sự phân chia tầng chứa ban đầu, sự phân chia tầng chứa ban đầu này được tăng cấp độ bằng cách xem xét các phần cơ bản G_{ab} , và dần dần trộn các phần liên kề với nhau khi chúng có các tính chất của đá RP đồng đều. Kết quả là tạo ra phần sơ bộ mới, có các phân nhóm địa chất G_c , trong đó $c \in \{1 \dots C\}$. Fig.1 thể hiện ba phân nhóm địa chất. G_1 bao gồm G_{11} , G_{12} , G_{13} , G_{14} và G_{15} , có đặc tính đồng nhất. G_2 bao gồm G_{21} , G_{22} , G_{23} , G_{24} , G_{25} , G_{31} , G_{32} , G_{33} , G_{34} và G_{35} . G_3 bao gồm G_{31} , G_{32} , G_{33} , G_{34} và G_{35} . Trong các trường hợp thực tế, phân nhóm địa chất thường có từ 3 đến 50 giếng khoan. Quy trình tăng cấp độ cho phần địa chất là cách thứ nhất để giảm chiều h của không gian nghiệm S . Sau đó, kích thước của không gian nghiệm phụ thuộc vào số lượng nhóm địa chất có khoảng vài đơn vị thay vì có trên 100.000 ô như trong mô hình mắt lưới đã biết.

Khi sử dụng quy trình giảm cấp độ, quy trình này bắt đầu từ phần sơ bộ, ví dụ có một phần tương ứng với toàn bộ tầng chứa G . Sau đó, phần sơ bộ này được phân chia thành các phân nhóm địa chất G_c , trong đó $c \in \{1 \dots C\}$, và mỗi khi có sự thay đổi lớn của các tính chất ở xung quanh ranh giới giữa phân nhóm địa chất. Khi làm như vậy, có thể dự kiến đặc tính đồng nhất trong mỗi phân nhóm địa chất, và thường xuyên giữ số lượng phân nhóm địa chất càng giảm càng tốt.

Các tính chất của đá RP chủ yếu bao gồm độ xốp của đá, độ thấm k và độ thấm tương đối $k_{r\phi c}$, dùng để xác định động lực chất lưu chảy qua đá, và các tính chất khác như tính chất có dầu khí thực, nhiệt dung hoặc độ dẫn nhiệt, như có liên quan. Vì phân nhóm địa chất trở thành đơn vị thể tích cơ bản mới, nên tất cả các tính chất của đá RP đều được coi là hoàn toàn không đổi trong một phân nhóm địa chất G_c nhất định.

Khi sử dụng quy trình tăng cấp độ, các tính chất của đá RP được đồng nhất hoá cho mỗi phân nhóm địa chất G_c , theo công thức tính giá trị trung bình:

$$RP_c = \frac{1}{V_c} \iiint_{G_c} RP(x, y, z) dx dy dz, \text{ trong đó } V_c \text{ là thể tích của phân nhóm địa chất } G_c.$$

Khi sử dụng quy trình giảm cấp độ, các tính chất của đá (RP) được giảm cấp độ bằng cách xác định các tính chất mới riêng biệt của đá RP_c ở mỗi phân nhóm địa chất (G_c) mới thu được sau khi phân chia theo điểm gián đoạn.

Mô hình sản xuất 2 sẽ được mô tả chi tiết dưới đây có dựa vào Fig.3. Mô hình sản xuất 2 có thể được phân thành hai môđun chính 6, 7. Môđun thứ nhất áp dụng các định luật vật lý cho tầng chứa 6. Dựa vào tập hợp tham số sản xuất PP , môđun này cung cấp các đặc trưng động lực của chất lưu chảy qua tầng chứa, ít nhất là ở cửa vào của mỗi giếng khoan 11 và ở từng phân nhóm địa chất b . Các đặc trưng động lực này được biểu diễn, ví dụ, dưới dạng trường vận tốc.

Các định luật vật lý cho tầng chứa 6 được tăng cấp độ hoặc giảm cấp độ theo cách sao cho các định luật vật lý này áp dụng các tham số chức năng cho phân nhóm địa chất G_c . Đồng thời, các thang độ không gian và thời gian liên quan đến phân nhóm địa chất G_c được xác định theo cách sao cho không gian nghiệm liên quan phù hợp với độ phức tạp của dữ liệu lịch sử HD ở mức giếng khoan. Ví dụ, nếu không có đủ số lượng dữ liệu trên mô hình sản xuất liên quan đến tầng (m quá nhỏ), thì sản lượng giếng khoan sẽ được tổng hợp, từng phần (một số tầng được nhóm với nhau) hoặc toàn bộ (tất cả các tầng được nhóm với nhau):

$$Q_{\phi kt} = \sum_{b \in \{1...B\}} Q_{\phi ktb}$$

Trong trường hợp đó, mô hình sản xuất 2 chỉ mô tả sản lượng cho từng giếng khoan và không mô tả sản lượng cho từng giếng khoan và từng tầng (hoặc nhóm tầng).

Quy trình tăng cấp độ/giảm cấp độ cũng áp dụng cho các định luật. Sự thay đổi về số lượng và mức độ phức tạp của các định luật vật lý và của giếng khoan có thể thu được bằng cách sử dụng các mô hình và công thức tính các đặc tính đơn

giản hơn hoặc chi tiết hơn. Ví dụ, định luật Darcy là dạng đơn giản hoá của định luật Navier Stokes tổng quát hơn. Thứ tự của các công thức cũng có thể thay đổi tăng hoặc giảm tùy theo điều kiện Vapnik được xem xét. Vài tham số có thể là hằng số hoặc được tính chỉnh bằng cách thay đổi hàm số của tham số hoặc biến khác. Tùy thuộc vào cách khai thác mỏ, các định luật truyền nhiệt có thể có hoặc không được xem xét, do đó có hoặc không sử dụng các định luật truyền nhiệt.

Theo cách tương tự, các hàm truyền của giếng khoan đôi khi có thể được tuyến tính hoá hoặc lấy giá trị gần đúng xung quanh điểm chức năng của chúng.

Sự phù hợp như vậy được xem xét trên các khoảng thời gian từng phần hoặc trên các khu vực không gian từng phần của mỏ hydrocarbon theo mức độ chi tiết (số lượng m) của dữ liệu có sẵn trong dữ liệu lịch sử HD.

Các định luật vật lý cho tầng chứa 6, theo cách đã biết, được tách ra từ các phương trình (Navier)-Stokes về sự bảo toàn mômen và sự bảo toàn khối lượng của chất lưu, chất lưu lần lượt tương ứng với các pha, trong đó được mô hình hoá dưới dạng môi trường xốp chỉ được đặc trưng bởi độ xốp trung bình Φ , độ thấm k và độ thấm tương đối $k_{r\phi c}$ của nó.

Các định luật vật lý thông thường cho tầng chứa 6 được tìm ra bằng cách sử dụng mô hình dòng chảy chung như các phương trình Navier-Stokes kết hợp với sự vận chuyển nhiều pha được xem xét ở cấp độ hiển vi. Các chất lưu nằm trong miền thu được dưới dạng đá kèm, loại này có thể chứa rất nhiều cấu trúc liên kết và dạng hình học cản trở. Quy trình tăng cấp độ/giảm cấp độ bao gồm bước xác định động lực hiệu dụng của các chất lưu trong môi trường xốp mà trong đó cấu trúc đá chỉ được mô tả bằng độ xốp trung bình, độ thấm và độ thấm tương đối ở thời điểm cho trước t .

Sự truyền lan chất lưu trong tầng chứa G được tìm ra dựa vào các phương trình Navier-Stokes tổng quát, các công thức này mô tả sự bảo toàn mômen của chất lưu:

$$\rho \left(\frac{\partial u}{\partial t} + (u \cdot \nabla) u \right) = -\nabla \rho + \nabla \cdot T + f, \text{ trong đó } u \text{ là tốc độ chất lưu, } \rho \text{ là mật độ}$$

chất lưu, T là tenxơ ứng suất và f là các lực khối tác động lên chất lưu (đối với dầu trong tầng chứa, f là trọng lực: $f = \rho \cdot g$).

Các công thức này được bù bằng sự bảo toàn khối lượng của chất lưu:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u) = 0$$

Và đối với mỗi pha $\varphi \in \{o, w, g\}$:

$$\frac{\partial(\rho S_\varphi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho S_\varphi u) = \nabla \cdot J_\varphi, \text{ trong đó } S_\varphi \text{ là độ bão hoà của pha } \varphi \text{ và } J_\varphi \text{ là}$$

dòng khuếch tán. Đương nhiên là phải có công thức:

$$\sum_{\varphi} S_\varphi = 1 \text{ và } \sum_{\varphi} J_\varphi = 0$$

Vì các dòng trong tầng chứa thường được đặc trưng bởi số Reynolds nhỏ, tức là các dòng chảy bò, nên các phương trình Navier-Stokes thường có thể được đơn giản hoá thành các phương trình Stokes, giả sử dòng dừng, không nén được:

$\mu \nabla^2 u_i + \rho g_i - \partial_i p = 0$ và $\nabla \cdot u = 0$, trong đó μ là độ nhớt, u_i là tốc độ theo chiều i , g_i là thành phần trọng lực theo chiều i và p là áp suất.

Nhờ sử dụng thủ tục lấy trung bình khối, nên các phương trình Stokes có thể được đồng nhất hoá sao cho lực cản nhớt hiệu dụng tỷ lệ với tốc độ, và ngược chiều. Vì vậy, trong trường hợp môi trường xốp đẳng hướng, có thể có phương trình:

$$-\frac{\mu \Phi}{k} u_i + \rho g_i - \partial_i p = 0,$$

trong đó k là độ thấm của môi trường xốp và Φ là độ xốp. Phương trình này tìm ra tốc độ theo gradien áp suất:

$$u_i = -\frac{k}{\Phi \mu} (\partial_i p - \rho g_i),$$

Đây là định luật Darcy. Trong trường hợp môi trường xốp dị hướng, phương trình cuối cùng sẽ có dạng:

$$u_i = -\frac{1}{\Phi\mu} \sum_j K_{ij} (\partial_j p - \rho g_j),$$

trong đó K là tenxơ độ thấm đối xứng. Phương trình bảo toàn khối lượng của chất lưu thu được có dạng:

$$\frac{\partial(\rho\Phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u) = 0.$$

Thực tế, chất lưu thường bao gồm chất khí (g), dầu (o) và nước (w), có thành phần có thể là phức tạp, ví dụ, tùy thuộc vào độ mặn của chúng và các chuỗi hydrocarbon. Sự bảo toàn khối lượng của pha $\varphi \in \{o, w, g\}$ ở mức đã được tăng cấp độ có thể có dạng:

$$\frac{\partial(\rho_\varphi S_\varphi \Phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_\varphi u_\varphi) = 0,$$

trong đó u_φ , ρ_φ , S_φ lần lượt là tốc độ, mật độ, độ bão hoà của pha φ .

Trong mọi trường hợp, cần phải xác định các định luật khép kín đối với tốc độ pha u_φ xét về các đặc trưng dòng trung bình như tốc độ u và áp suất p và độ bão hoà của pha φ . Các quan hệ nhất quán cần phải được thoả mãn có dạng như sau:

$$\sum_\varphi S_\varphi = 1.$$

Sự khép kín của tốc độ pha φ liên quan đến hệ số độ thấm tương đối $k_{r\varphi}$ có tính đến độ linh động vi sai của các pha:

$$u_{\varphi k} = -\frac{k}{\mu_\varphi} k_{r\varphi} (\nabla P_\varphi - \rho_\varphi g),$$

trong đó μ_φ là độ nhớt của pha φ .

Cuối cùng, môđun 6 áp dụng các định luật vật lý cho tầng chứa theo các công thức như sau:

$$u_{\varphi kc} = -\frac{k}{\mu_{\varphi c}} k_{r\varphi c} (\nabla P_{\varphi c} - \rho_{\varphi c} g),$$

trong đó:

$u_{\varphi kc}$ là tốc độ của pha φ ở giếng khoan k , ở phân nhóm địa chất c ,

$\mu_{\varphi c}$ là độ nhớt của pha φ , ở phân nhóm địa chất c ,

$\rho_{\varphi c}$ là mật độ của pha φ , ở phân nhóm địa chất c ,

$P_{\varphi c}$ là áp suất ở pha φ , ở phân nhóm địa chất c ,

g là vector trọng lực,

k là hệ số độ thấm, và

$k_{r\varphi c}$ là hệ số độ thấm tương đối của pha φ , ở phân nhóm địa chất c .

Các định luật vật lý cho tầng chứa 6 có thể còn bao gồm, nếu dữ liệu tương ứng có sẵn trong dữ liệu lịch sử HD, các định luật truyền nhiệt giữa chất lỏng hoặc chất khí và đá dựa vào các công thức như sau:

$$\Phi \partial_t (\rho_w S_w + \rho_g S_g) + \nabla \cdot (\rho_w u_w + \rho_g u_g) = 0,$$

$$\Phi \partial_t (\rho_o S_o) + \nabla \cdot (\rho_o u_o) = 0,$$

$$S_o + S_w + S_g = 1,$$

$$\partial_t (E_s + E_f) + \nabla \cdot (U_f - \lambda(T) \nabla T) = 0,$$

trong đó:

$T = T(x, y, z)$ là nhiệt độ và có thể thay đổi trên toàn bộ tầng chứa,

Φ là độ xốp của đá,

S_φ là độ bão hoà của pha φ ,

ρ_φ là mật độ của pha φ ,

u_φ là tốc độ của pha φ ,

E là nội năng khối (các chỉ số s và f lần lượt tương ứng với pha rắn và pha lỏng),

$U_f = U_g + U_o + U_w$ là thông lượng entanpi, trong đó $U_\varphi = \rho_\varphi h_\varphi u_\varphi$,

h_φ là entanpi riêng của pha φ ,

$h_g = h_w + \Lambda$, Λ là nhiệt dung riêng của hơi nước,

các chỉ số g, w, o lần lượt dùng để chỉ chất khí, nước và dầu,

$\lambda(T)$ là hệ số dẫn nhiệt của tầng chứa.

Ngoài ra, một số biến trong mô hình sản xuất 2 có thể là hằng số hoặc có thể được chi tiết hoá bằng cách coi chúng là các biến, ví dụ, áp suất cục bộ P và nhiệt độ cục bộ T . Các định luật vật lý cho tầng chứa 6 có thể còn bao gồm các định luật pha được xác định bởi:

$\mu_{\varphi c} = \mu_{\varphi c}(P, T)$ là độ nhót của pha φ ở phân nhóm địa chất c , là hàm số của áp suất cục bộ P và nhiệt độ cục bộ T ;

$\rho_{\varphi c} = \rho_{\varphi c}(P, T)$ là mật độ của pha φ ở phân nhóm địa chất c , là hàm số của áp suất cục bộ P và nhiệt độ cục bộ T ;

$k_{r\varphi c} = k_{r\varphi c}(P, T)$ là hệ số độ thấm tương đối của pha φ ở phân nhóm địa chất c , là hàm số của áp suất cục bộ P và nhiệt độ cục bộ T .

Dựa vào các tốc độ $u_{\varphi kc}$, đã biết ít nhất là ở sự khoan thùng trong các tầng của phân nhóm địa chất c của mỗi giếng khoan k , môđun thứ hai 7, áp dụng các mô hình giếng khoan ở dạng các định luật vật lý cho giếng khoan 7, xác định sản lượng $Q_{\varphi ktc}$ của pha φ ở phân nhóm địa chất c , ở giếng khoan k ở thời điểm t , theo hàm số của các tham số sản xuất PP_{ktc} áp dụng cho từng giếng khoan k , ở phân nhóm địa chất c , ở thời điểm t , và có tốc độ $u_{\varphi kb}$ của pha φ ở mức b ở giếng khoan k , sử dụng các công thức như sau: $Q_{\varphi ktc} = T_{kc}(PP_{ktc}, u_{\varphi kb})$, trong đó T_{kc} là hàm truyền được xác định cho từng giếng khoan k và từng phân nhóm địa chất c . Các hàm truyền như vậy là các hàm phụ thuộc vào, không kể đến những yếu tố khác, áp suất tầng chứa cục bộ, địa chất, hiệu ứng mặt ngoài, thiết kế giếng khoan/bơm và sự hoàn tất giếng. Các yếu tố này có thể thay đổi theo thời gian, theo kết quả của sự già hoá hoặc sự hư hại. Các yếu tố này thường là các hàm số dạng bảng, thu được từ dữ liệu sản lượng quá khứ.

Không gian nghiệm dự bị để làm mô hình sản xuất 2 của mỏ hydrocacbon, là sự kết hợp của T (các định luật vật lý truyền của giếng khoan) và u (các định luật vật lý truyền lan của tầng chứa). Mỗi nghiệm dự bị đó được liên hệ với và được xác định bằng một tập hợp tham số α . Các tham số α là tham số xác định mô hình dự bị sẽ liên hệ các tham số sản xuất PP_{ktc} đầu vào với sản lượng $Q_{\phi ktc}$. Không gian mô hình dự bị bao gồm các mô hình này được xác định là kết quả của quy trình tăng cấp độ/giảm cấp độ của tầng chứa, các giếng và các định luật. Mô hình, được xác định bằng các tham số α như vậy sẽ hoàn toàn xác định các đặc tính của mỏ, của từng giếng khoan, của từng phân nhóm địa chất, để đáp ứng PP_{ktc} cho trước. Các mô hình này là hợp lệ với một không gian nhất định bao gồm các giá trị được phép của các tham số sản xuất đầu vào. Không gian bao gồm các giá trị được phép đó thường không lớn hơn không gian bao gồm tất cả các tham số sản xuất quá khứ, có độ biến thiên bổ sung là $\pm 30\%$.

Dựa vào dữ liệu lịch sử HD, mỗi nghiệm dự bị mô hình sản xuất được so sánh với dữ liệu quá khứ. Nghiệm dự bị có tập hợp tham số tối thiểu hoá mức độ rủi ro dự kiến của dự báo $R(\alpha)$ được xác định bằng cách lặp lại mô hình trên các tập hợp tham số α .

Đối với các mỏ trưởng thành, số lượng m dữ liệu sản xuất quá khứ hoặc dữ liệu lịch sử HD đủ để cho phép xác định được không gian nghiệm S nhúng các định luật vật lý thích hợp có khả năng ghi nhận tất cả các hiện tượng quan trọng (đã và) sẽ ảnh hưởng tới sản lượng tương lai của các giếng khoan. Trường hợp này cho phép cân đối chiều-VC h của không gian nghiệm phù hợp với độ phức tạp của dữ liệu có sẵn, vì vậy tối thiểu hoá tỷ số $\frac{h}{m}$ và do đó tối thiểu hoá các giá trị Φ và $R(\alpha)$. Mức độ rủi ro dự kiến của dự báo $R(\alpha)$ được tối thiểu hoá và kết quả dự báo thu được từ mô hình sản xuất 2 có thể được coi là đáng tin cậy.

Với mỗi nghiệm dự bị, mức độ rủi ro dự kiến của dự báo $R(\alpha)$ được xác định bằng cách sử dụng bất đẳng thức Vapnik:

$$R(\alpha) \leq R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right),$$

trong đó:

$R(\alpha)$ là mức độ rủi ro dự kiến của dự báo liên quan đến các tham số α ,

$R_{emp}(\alpha)$ là mức độ rủi ro thực nghiệm liên quan đến các tham số α , được xác định bằng quy trình thích ứng với dữ liệu lịch sử HD,

δ là số dương gần bằng không, $1 - \delta$ là giá trị xác suất để duy trì bất đẳng thức này, và

Φ là hàm số được xác định dựa vào công thức như sau:

$$\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right) = 2\sqrt{\frac{2}{m}\left(h \log\left(\frac{2em}{h}\right) + \log\left(\frac{2}{\delta}\right)\right)},$$

trong đó:

h là chiều Vapnik-Chervonenkis của không gian nghiệm,

m là số lượng dữ liệu đo độc lập có sẵn trong dữ liệu lịch sử HD, và

e bằng $\exp(1)$.

Mô hình sản xuất 2 phù hợp nhất được xác định bằng tập hợp tham số tối ưu α_{opt} để tối thiểu hoá mức độ rủi ro dự kiến của dự báo $R(\alpha)$.

Do đó, khi mô hình sản xuất 2 được xác định và tối ưu hoá để tuân thủ điều kiện thích ứng, điều kiện Vapnik, và để tối thiểu hoá mức độ rủi ro dự kiến của dự báo $R(\alpha)$, thì mô hình sản xuất này có thể được áp dụng trong thiết bị tối ưu 1. Thiết bị tối ưu 1 tạo ra các kịch bản của các tham số sản xuất PP và áp dụng mô hình sản xuất 2 cho các kịch bản đó. Sau đó, nhiều lần lặp lại việc thực hiện mô hình trên các tập hợp tham số sản xuất PP khác nhau. Với mỗi lần lặp lại, giá trị lợi ích 5 được tính dựa vào sản lượng Q_{pktc} dự báo bằng mô hình sản xuất 2. Giá trị lợi ích 5 thu được có thể được dùng để chọn kịch bản tiếp theo. Nhờ làm như vậy, có thể thu được tập hợp tham số sản xuất PP tối ưu để tối ưu hoá giá trị lợi ích 5.

Giá trị lợi ích tối ưu hoá 5 có thể là giá trị hiện tại thuần (NPV : *Net Present*

Value) hoặc trữ lượng (*RES: REServes*) của mỏ hydrocacbon.

Mọi giá trị lợi ích 5 có thể được xác định bằng môđun 4 từ sản lượng Q_{pkc} được tạo ra bởi thiết bị tối ưu 1, bằng cách xem xét các tham số hoặc chỉ số kinh tế cần thiết, như đã được người có hiểu biết trung bình trong lĩnh vực kỹ thuật này biết rõ.

Ví dụ, giá trị hiện tại thuần *NPV* có thể được xác định bằng cách sử dụng công thức:

$$NPV = \sum_i \left(\sum_k \sum_c P_{kc} * R_{ik} \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i} - \sum_i \left(\sum_k I_{ik} - \sum_k OC_{ik} - \sum_k \sum_c (TO_i * P_{kc} + TL_i * L_{kc}) \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i}$$

trong đó:

P_{kc} là sản lượng dầu (tính bằng thùng) cho giếng khoan k và phân nhóm địa chất c ,

R_{ik} là tiền thuê và các chi phí thuê khu mỏ cho giếng khoan k và trong năm i ,

S_i là giá bán dầu (tính cho mỗi thùng) trong năm i ,

d là tỷ lệ chiết khấu phần trăm,

I_{ik} là vốn đầu tư cho giếng khoan k trong năm i ,

OC_{ik} là các chi phí điều hành cho giếng khoan k trong năm i ,

L_{kc} là sản lượng chất lưu (tính bằng thùng) cho giếng khoan k và phân nhóm địa chất c ,

TO_i là chi phí xử lý (cho mỗi thùng dầu), trong năm i ,

TL_i là chi phí xử lý (cho mỗi thùng chất lưu), trong năm i .

Một phương án khác là giá trị trữ lượng (RES) của mỏ hydrocacbon, được xác định là sản lượng dầu tích lũy trong một khoảng thời gian cho trước. Cũng có thể có các phương án khác.

YÊU CẦU BẢO HỘ

1. Thiết bị thiết lập mô hình sản xuất áp dụng các định luật vật lý cho tầng chứa phù hợp để mô hình hoá mỏ hydrocarbon trưởng thành, đưa ra sản lượng cho từng pha, từng giếng khoan, từng tầng hoặc nhóm tầng và từng thời gian dưới dạng là hàm số của các tham số sản xuất, trong đó mô hình sản xuất này được xác định bằng một tập hợp tham số α trong không gian các giải pháp thử nghiệm mô hình sản xuất, thích ứng với dữ liệu lịch sử của mỏ hydrocarbon trưởng thành và có độ tin cậy dự báo, có thể được đặc trưng bởi, theo lý thuyết học thống kê (*Statistical Learning Theory*), mức độ rủi ro dự kiến theo dự báo $R(\alpha)$ liên quan đến các tham số α , trong đó không gian các giải pháp thử nghiệm mô hình sản xuất nêu trên để trở thành mô hình sản xuất của mỏ hydrocarbon, là tổ hợp của các thông số vật lý chuyển của giếng khoan và thông số vật lý lan truyền của tầng chứa, mỗi giải pháp thử nghiệm mô hình sản xuất này được gắn vào và được xác định bằng tập hợp tham số α , các tham số α này xác định giải pháp thử nghiệm mô hình sản xuất sẽ thiết lập mối liên hệ giữa các tham số sản xuất đầu vào PP_{kic} với sản lượng Q_{qkic} .

2. Thiết bị theo điểm 1, trong đó mô hình sản xuất được xác định bằng tập hợp tham số α trong không gian các giải pháp thử nghiệm mô hình sản xuất có thể thể hiện mức độ rủi ro dự kiến theo dự báo $R(\alpha)$, tối thiểu hoá điều kiện giới hạn $R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$, mức độ rủi ro dự kiến theo dự báo này thu được dựa vào bất đẳng thức Vapnik:

$$R(\alpha) \leq R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right),$$

$R(\alpha)$ là mức độ rủi ro dự kiến theo dự báo liên quan đến các tham số α ,

$R_{emp}(\alpha)$ là mức độ rủi ro thực nghiệm liên quan đến các tham số α , được xác định bằng quy trình thích ứng với dữ liệu lịch sử,

δ là số dương gần bằng không, $1 - \delta$ là giá trị xác suất để duy trì bất đẳng

thức này, và

Φ là hàm số được xác định bằng phương trình sau:

$$\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right) = 2\sqrt{\frac{2}{m}\left(h\log\left(\frac{2em}{h}\right) + \log\left(\frac{2}{\delta}\right)\right)},$$

trong đó:

h là chiều Vapnik-Chervonenkis của không gian các giải pháp thử nghiệm mô hình sản xuất S ,

m là số lượng dữ liệu đo độc lập có sẵn trong dữ liệu lịch sử, và

e bằng $\exp(1)$.

3. Thiết bị theo điểm 1, trong đó kết quả thích ứng với dữ liệu lịch sử đạt được khi:

$$\frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktbHD}\|_{[T_1 - Xy, T_1]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T_1 - Xy, T_1]}} \leq \varepsilon_1, \text{ với } p\% \text{ giá trị } Q_{\phi ktbHD} \text{ hiện có và sản lượng}$$

dầu tích lũy trong khoảng thời gian $[T_1 - Xy, T_1]$ có độ chính xác tới ε_2 , trong đó:

$Q_{\phi ktb}$ là sản lượng cho từng pha ϕ , từng giếng khoan k , từng tầng hoặc nhóm tầng b và từng thời gian t , được xác định bằng mô hình sản xuất 2,

$Q_{\phi ktbHD}$ là sản lượng tương ứng cho từng pha ϕ , từng giếng khoan k , từng tầng hoặc nhóm tầng b và từng thời gian t , tìm được trong dữ liệu lịch sử,

$[T_1 - Xy, T_1]$ là khoảng thời gian dài X năm gần nhất trước thời điểm T_1 ,

T_1 là ngày cuối có dữ liệu lịch sử (*HD: HistoryData*) trong ngày đó,

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ là chuẩn của Z trong khoảng thời gian $[T_1, T_2]$,

ε_1 là số dương nhỏ hơn 1,

ε_2 là số dương nhỏ hơn 1, và

p là số dương gần bằng 100%.

4. Thiết bị theo điểm 3, trong đó $X = 5$, $\varepsilon_1 = 0,2$, $\varepsilon_2 = 0,15$ và $p = 90\%$.
5. Thiết bị theo điểm 1, trong đó điều kiện Vapnik được biểu diễn dưới dạng

$$\frac{h}{m} \leq 0,1, \text{ trong đó:}$$

h là chiều Vapnik-Chervonenkis của không gian các giải pháp thử nghiệm mô hình sản xuất, và

m là số lượng dữ liệu đo độc lập có sẵn trong dữ liệu lịch sử.

6. Thiết bị theo điểm 1, trong đó điều kiện Vapnik được xác thực bằng cách thực hiện thử nghiệm mù được đáp ứng trong N năm, như được xác định theo các bước như sau:

xác định mô hình sản xuất thích ứng với dữ liệu lịch sử trong khoảng thời gian trước thời điểm $T - Ny$,

dự báo sản lượng trong khoảng thời gian $[T - Ny, T]$ dựa vào các tham số sản xuất trong khoảng thời gian này,

thử nghiệm mù được đáp ứng khi:

$$\frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktbHD}\|_{[T-Ny, T]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T-Ny, T]}} \leq \varepsilon_1, \text{ với trên } p\% \text{ giá trị } Q_{\phi ktbHD} \text{ hiện có và sản lượng}$$

dầu tích lũy trong khoảng thời gian $[T - Ny, T]$ này có độ chính xác tới ε_2 , trong đó:

$Q_{\phi ktb}$ là sản lượng cho từng pha ϕ , từng giếng khoan k , từng tầng hoặc nhóm tầng b và từng thời gian t , được xác định bằng mô hình sản xuất,

$Q_{\phi ktbHD}$ là sản lượng tương ứng cho từng pha ϕ , từng giếng khoan k , từng tầng hoặc nhóm tầng b và từng thời gian t , tìm được trong dữ liệu lịch sử,

$[T - Ny, T]$ là khoảng thời gian dài N năm gần nhất trước thời điểm T ,

T là ngày cuối có dữ liệu lịch sử HD trong ngày đó,

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ là chuẩn của Z trong khoảng thời gian $[T_1, T_2]$,

ε_1 là số dương nhỏ hơn 1,

ε_2 là số dương nhỏ hơn 1, và

p là số dương gần bằng 100%.

7. Thiết bị theo điểm 6, trong đó $p = 90\%$, $\varepsilon_1 = 0,1$, $\varepsilon_2 = 0,1$ và $N = 3$.

8. Thiết bị theo điểm bất kỳ trong số các điểm từ 1 đến 7, trong đó điều kiện

Vapnik là để kiểm tra tính chất ổn định của dự báo khi $\frac{\|PP - PP'\|_{[T_0, T]}}{\|PP\|_{[T_0, T]}} \leq \varepsilon$ và

$$\frac{\|Q_{\varphi ktbHD} - Q_{\varphi ktbHD}'\|_{[T_0, T]}}{\|Q_{\varphi ktbHD}\|_{[T_0, T]}} \leq \varepsilon \text{ thì } \frac{\|Q_{\varphi ktb} - Q_{\varphi ktb}'\|_{[T, T+Ny]}}{\|Q_{\varphi ktb}\|_{[T, T+Ny]}} \leq n\varepsilon,$$

trong đó:

PP là các tham số sản xuất,

PP' là các tham số sản xuất thay đổi ít,

$Q_{\varphi ktbHD}$ là sản lượng cho từng pha φ , từng giếng khoan k , từng tầng hoặc nhóm tầng b và từng thời gian t , tìm được trong dữ liệu lịch sử,

$Q_{\varphi ktbHD}'$ là sản lượng ít thay đổi cho từng pha φ , từng giếng khoan k , từng tầng hoặc nhóm tầng b và từng thời gian t , tìm được trong dữ liệu lịch sử ít thay đổi,

$Q_{\varphi ktb}$ là sản lượng cho từng pha φ , từng giếng khoan k , từng tầng hoặc nhóm tầng b và từng thời gian t , được xác định bằng mô hình sản xuất,

$Q_{\varphi ktb}'$ là sản lượng cho từng pha φ , từng giếng khoan k , từng tầng hoặc nhóm tầng b và từng thời gian t , được xác định bằng một mô hình sản xuất khác tương đối giống với mô hình sản xuất đã xác định nhưng không có dữ liệu lịch sử ít thay đổi,

$[T_0, T]$ là khoảng thời gian từ thời điểm T_0 đến thời điểm T , lần lượt tương ứng với ngày đầu và ngày cuối có dữ liệu lịch sử trong những ngày đó,

$[T, T + Ny]$ là khoảng thời gian dài N năm sau thời điểm T ,

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ là chuẩn của Z trong khoảng thời gian $[T_1, T_2]$,

ε là số dương nhỏ hơn 1, và

n là số nhỏ hơn 5.

9. Thiết bị theo điểm 8, trong đó $\varepsilon = 0,05$, $n = 2$ và $N = 3$.

10. Thiết bị theo điểm 1, trong đó mô hình sản xuất được thiết lập theo các bước:

xác định sự phân chia tầng chứa chi tiết ban đầu, các tính chất của đá, các định luật vật lý cho tầng chứa và các định luật vật lý cho giếng khoan,

tăng cấp độ phân chia tầng chứa, các tính chất của đá, các định luật vật lý cho tầng chứa và các định luật vật lý cho giếng khoan cho tới khi điều kiện Vapnik được xác thực, và

tối ưu mô hình sản xuất bằng cách chọn trong số các giải pháp thử nghiệm mô hình sản xuất, giải pháp thử nghiệm tối thiểu hoá mức độ rủi ro dự kiến theo dự báo $R(\alpha)$.

11. Thiết bị theo điểm 10, trong đó sự phân chia tầng chứa được tăng cấp độ theo các bước:

phân chia tầng chứa G ra thành các phần cơ bản G_{ab} , sao cho $G = \bigcup_{a=1}^A \bigcup_{b=1}^B G_{ab}$

với $G_{ab} \cap G_{a'b'} = \emptyset$ với $(a, b) \neq (a', b')$, trong đó $a \in \{1..A\}$ mô tả khu vực $x - y$, và $b \in \{1..B\}$ mô tả tầng z ,

nhóm các phần cơ bản liên nhau G_{ab} có các tính chất của đá đồng nhất, thành các phân nhóm địa chất G_c , trong đó $c \in \{1..C\}$.

12. Thiết bị theo điểm 10, trong đó các tính chất của đá được tăng cấp độ theo bước tính giá trị trung bình trên các tính chất của đá RP_c cho mỗi phân nhóm địa chất G_c , theo công thức:

$$RP_c = \frac{1}{V_c} \iiint_{G_c} RP(x, y, z) dx dy dz, \text{ trong đó } V_c \text{ là thể tích của phân nhóm địa}$$

chất G_c .

13. Thiết bị theo điểm 10, trong đó các định luật vật lý cho tầng chứa được tăng cấp độ theo cách sao cho các định luật vật lý này áp dụng các tham số chức năng của phân nhóm địa chất G_c và trong đó các thang độ không gian và thời gian liên quan đến phân nhóm địa chất G_c được xác định theo cách sao cho không gian nghiệm liên quan phù hợp với độ phức tạp của dữ liệu lịch sử ở cấp độ giếng khoan.

14. Thiết bị theo điểm 1, trong đó mô hình sản xuất được thiết lập theo các bước:

xác định sự phân chia tầng chứa sơ bộ ban đầu, các tính chất của đá, các định luật vật lý cho tầng chứa và các định luật vật lý cho giếng khoan,

giảm cấp độ cho sự phân chia tầng chứa, các tính chất của đá, các định luật vật lý cho tầng chứa và các định luật vật lý cho giếng khoan trong khi thường xuyên kiểm tra điều kiện Vapnik, cho tới khi mô hình sản xuất thích ứng với dữ liệu lịch sử, và

hiệu chỉnh mô hình sản xuất bằng cách chọn trong số các giải pháp thử nghiệm mô hình sản xuất, giải pháp thử nghiệm mô hình sản xuất tối thiểu hoá mức độ rủi ro dự kiến theo dự báo $R(\alpha)$.

15. Thiết bị theo điểm 14, trong đó sự phân chia tầng chứa được giảm cấp độ theo các bước:

bắt đầu từ toàn bộ tầng chứa,

phân chia tầng chứa ra thành các phân nhóm địa chất G_c , trong đó $c \in \{1..C\}$, trong đó có sự biến thiên lớn của các tính chất của tầng chứa ở gần ranh giới giữa các phân nhóm địa chất.

16. Thiết bị theo điểm 14, trong đó các tính chất của đá được giảm cấp độ bằng cách xác định các tính chất mới riêng biệt của đá trong mỏ ở mỗi phân nhóm địa chất G_c .

17. Thiết bị theo điểm 14, trong đó các định luật vật lý cho tầng chứa được giảm cấp độ theo cách sao cho các định luật vật lý này áp dụng các tham số chức năng của phân nhóm địa chất G_c và trong đó các thang độ không gian và thời gian liên quan đến phân nhóm địa chất G_c được xác định theo cách sao cho không gian nghiệm liên quan phù hợp với độ phức tạp của dữ liệu lịch sử ở mức giếng khoan.

18. Thiết bị theo điểm 10, trong đó các định luật vật lý cho tầng chứa được tách ra từ các phương trình (Navier-) Stokes về sự bảo toàn mômen và sự bảo toàn khối lượng của chất lưu trong đá được mô hình hoá dưới dạng môi trường xốp chỉ được đặc trưng bởi độ xốp trung bình, độ thấm và độ thấm tương đối $k_{r\varphi}$ của nó cho từng pha φ , từng phân nhóm địa chất c .

19. Thiết bị theo điểm 18, trong đó các định luật vật lý cho tầng chứa có công thức như sau:

$$u_{\varphi k} = -\frac{k}{\mu_b} k_{r\varphi} (\nabla P_\varphi - \rho_\varphi g),$$

trong đó:

$u_{\varphi k}$ là tốc độ của pha φ ở giếng khoan k , ở phân nhóm địa chất c ,

$\mu_{\varphi c}$ là độ nhớt của pha φ , ở phân nhóm địa chất c ,

$P_{\varphi c}$ là áp suất ở pha φ , ở phân nhóm địa chất c ,

$\rho_{\varphi c}$ là mật độ của pha φ , ở phân nhóm địa chất c ,

g là vectơ trọng lực,

k là hệ số độ thấm, và

$k_{r\varphi c}$ là hệ số độ thấm tương đối của pha φ , ở phân nhóm địa chất c .

20. Thiết bị theo điểm 19, trong đó các định luật vật lý cho tầng chứa còn bao gồm các định luật truyền nhiệt giữa chất lỏng hoặc chất khí và đá dựa vào các công thức như sau:

$$\Phi \partial_t (\rho_w S_w + \rho_g S_g) + \nabla \cdot (\rho_w u_w + \rho_g u_g) = 0,$$

$$\Phi \partial_t (\rho_o S_o) + \nabla \cdot (\rho_o u_o) = 0,$$

$$S_o + S_w + S_g = 1,$$

$$\partial_t (E_s + E_f) + \nabla \cdot (U_f - \lambda(T) \nabla T) = 0,$$

trong đó:

$T = T(x, y, z)$ là nhiệt độ và có thể thay đổi trên toàn bộ tầng chứa,

Φ là độ xốp của đá,

S_φ là độ bão hoà của pha φ ,

ρ_φ là mật độ của pha φ ,

u_φ là tốc độ của pha φ ,

E là nội năng khối (các chỉ số s và f lần lượt tương ứng với pha rắn và pha lỏng),

$U_f = U_g + U_o + U_w$ là thông lượng entanpi, trong đó $U_\varphi = \rho_\varphi h_\varphi u_\varphi$,

h_φ là entanpi riêng của pha φ ,

$h_g = h_w + \Lambda$, Λ là nhiệt dung riêng của hơi nước,

các chỉ số g, w, o lần lượt dùng để chỉ chất khí, nước và dầu,

$\lambda(T)$ là hệ số dẫn nhiệt của tầng chứa.

21. Thiết bị theo điểm 20, trong đó các định luật vật lý cho tầng chứa còn bao gồm các định luật pha được xác định bởi:

$\mu_{\varphi c} = \mu_{\varphi c}(P, T)$ là độ nhớt của pha φ ở phân nhóm địa chất c , là hàm số của

áp suất cục bộ P và nhiệt độ cục bộ T ;

$\rho_{\varphi c} = \rho_{\varphi c}(P, T)$ là mật độ của pha φ ở phân nhóm địa chất c , là hàm số của áp suất cục bộ P và nhiệt độ cục bộ T ;

$k_{r\varphi c} = k_{r\varphi c}(P, T)$ là hệ số độ thấm tương đối của pha φ ở phân nhóm địa chất c , là hàm số của áp suất cục bộ P và nhiệt độ cục bộ T .

22. Thiết bị theo điểm 10, trong đó các định luật vật lý cho giếng khoan bao gồm các công thức như sau:

$$Q_{\varphi ktc} = T_{kc}(PP_{ktc}, u_{\varphi kc}),$$

trong đó:

$Q_{\varphi ktc}$ là sản lượng của pha φ ở giếng khoan k ở phân nhóm địa chất c ở thời điểm t ,

T_{kc} là hàm truyền của giếng khoan k , ở phân nhóm địa chất c ,

PP_{ktc} là các tham số sản xuất áp dụng cho giếng khoan k ở phân nhóm địa chất c ở thời điểm t ,

$u_{\varphi kc}$ là tốc độ của pha φ ở giếng khoan k ở phân nhóm địa chất c .

23. Phương pháp thiết lập mô hình để khai thác tối ưu mỏ hydrocacbon trưởng thành, phương pháp này bao gồm các bước:

thiết lập mô hình sản xuất theo điểm bất kỳ trong số các điểm nêu trên,

lặp lại vài lần việc thực hiện mô hình sản xuất nêu trên để tìm ra các tham số sản xuất tối ưu nhằm tối ưu hoá giá trị lợi ích thu được từ sản lượng,

áp dụng các tham số sản xuất tối ưu tìm được để khai thác mỏ hydrocacbon.

24. Phương pháp theo điểm 23, trong đó giá trị lợi ích tối ưu hoá là giá trị hiện tại thuần hoặc trữ lượng của mỏ hydrocacbon.

25. Phương pháp theo điểm 24, trong đó giá trị hiện tại thuần NPV được xác định

bằng cách sử dụng công thức như sau:

$$NPV = \sum_i \left(\sum_k \sum_c P_{kc} * R_{ik} \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i} - \sum_i \left(\sum_k I_{ik} - \sum_k OC_{ik} - \sum_k \sum_c (TO_i * P_{kc} + TL_i * L_{kc}) \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i}$$

trong đó:

P_{kc} là sản lượng dầu (tính bằng thùng) cho giếng khoan k và phân nhóm địa chất c ,

R_{ik} là tiền thuê và các chi phí thuê khu mỏ cho giếng khoan k và trong năm i ,

S_i là giá bán dầu (tính cho mỗi thùng) trong năm i ,

d là tỷ lệ chiết khấu phần trăm,

I_{ik} là vốn đầu tư cho giếng khoan k trong năm i ,

OC_{ik} là các chi phí điều hành cho giếng khoan k trong năm i ,

L_{kc} là sản lượng chất lưu (tính bằng thùng) cho giếng khoan k và phân nhóm địa chất c ,

TO_i là chi phí xử lý (cho mỗi thùng dầu), trong năm i .

TL_i là chi phí xử lý (cho mỗi thùng chất lưu), trong năm i .

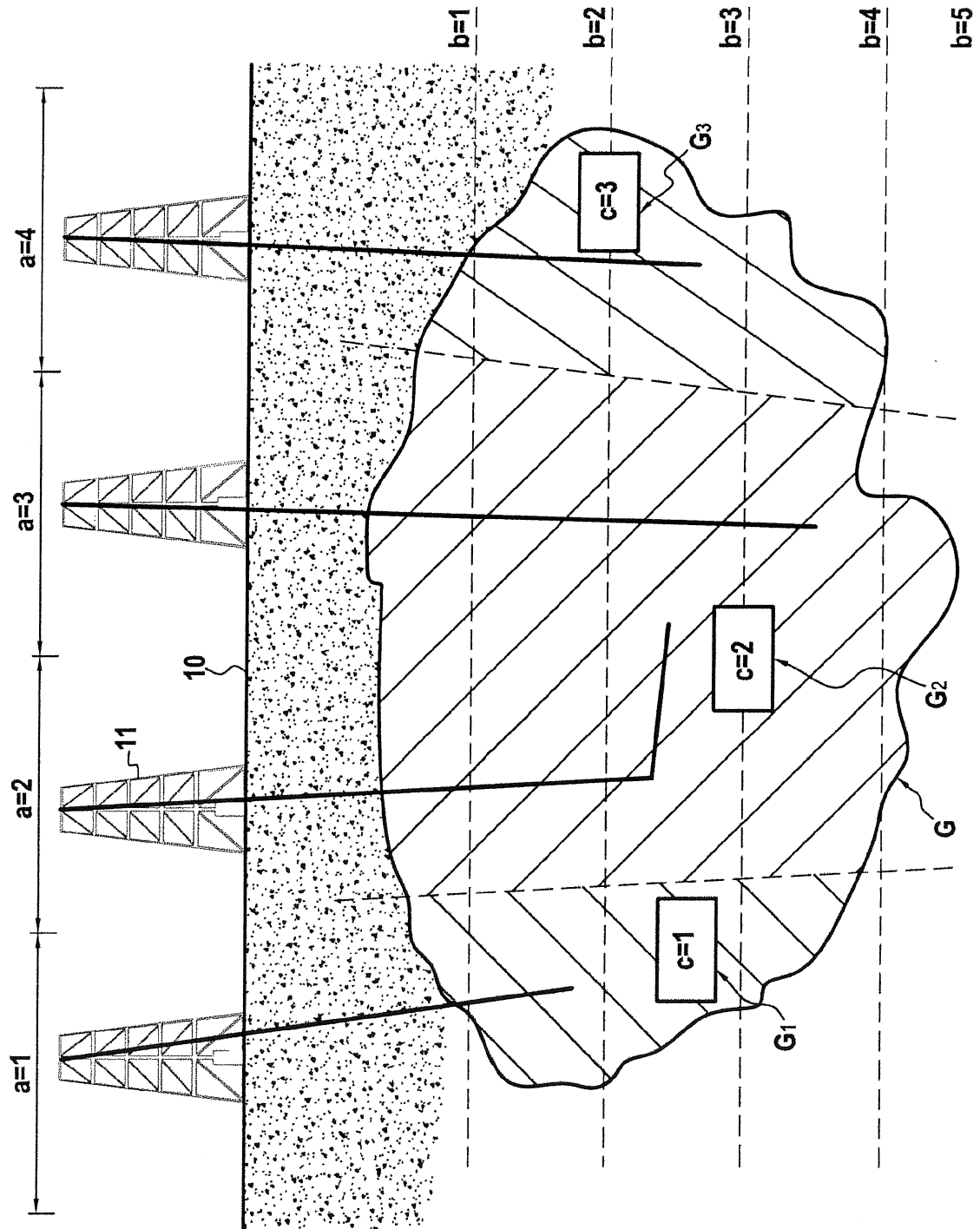


FIG.1

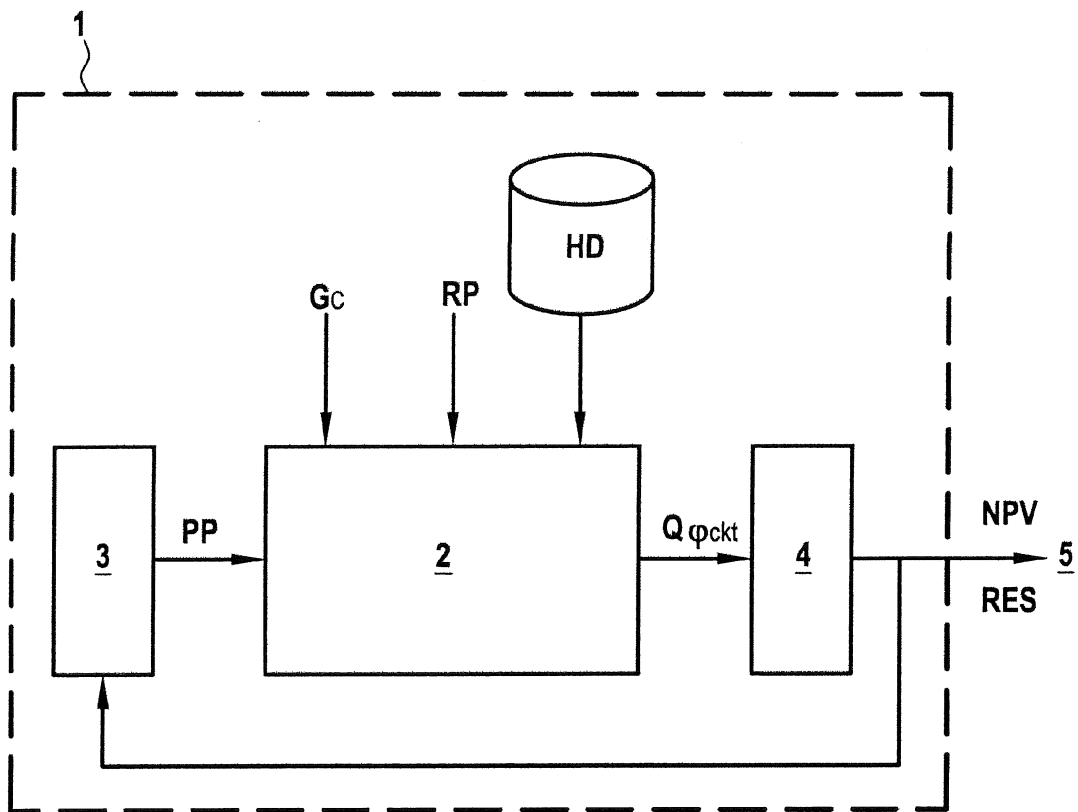


FIG.2

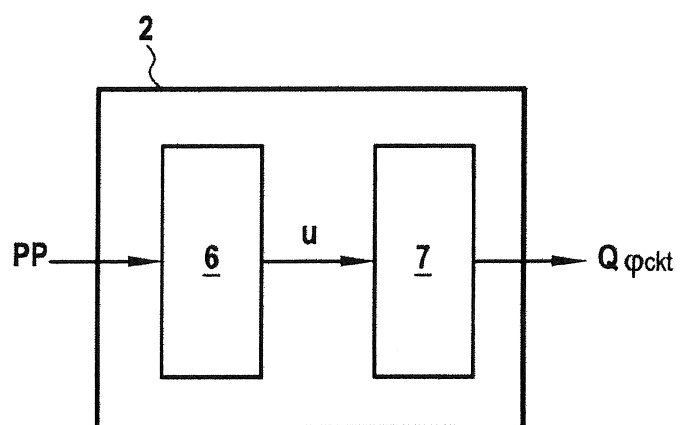


FIG.3