

基于岩石类型约束的碳酸盐岩油藏地质建模方法

——以扎格罗斯盆地碳酸盐岩油藏A为例

谭学群,廉培庆,邱茂君,李艳华,董广为

(中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:对于成岩作用较强的碳酸盐岩油藏,沉积相约束下的储层建模方法已不适用。为此,提出了基于岩石类型约束的油藏地质建模方法。应用取心样品的孔隙度、渗透率和毛细管压力曲线等数据,采用 Winland R_{35} 方法,划分油藏岩石类型,建立不同岩石类型下的孔隙度和渗透率关系。通过取心井建立测井曲线与岩石类型的关系,以测井曲线为纽带预测未取心井的岩石类型;并通过序贯指示模拟预测井间岩石类型,建立三维岩石类型模型。基于岩石类型和地震波阻抗数据体协同约束,建立孔隙度模型;再利用不同岩石类型下的孔-渗关系确定渗透率,建立渗透率模型。经过抽稀验证,地质模型精度较高。这种方法对于埋藏较深、成岩作用较强的碳酸盐岩油藏尤为适用。

关键词:地震波阻抗;岩石类型;KNN 算法;Winland R_{35} 方法;碳酸盐岩;地质建模

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Rock type-constrained geological modeling of carbonate reservoirs: a case study of carbonate reservoir A in the Zagros Basin

Tan Xuequn, Lian Peiqing, Qiu Maojun, Li Yanhua, Dong Guangwei

(Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: For carbonate reservoirs which undergo significant overprint of diagenesis, sedimentary facies-constrained reservoir modeling method is no longer applicable. This paper puts forward a rock type-constrained geological modeling method for this kind of reservoirs. By taking advantage of the available core data such as porosity, permeability and capillary pressure, we used Winland R_{35} method to identify the rock types of carbonate reservoirs, and to derive porosity-permeability relationships for different rock types. The relationships between rock types and log responses were then established for the cored wells, and were utilized to predict rock types in uncored wells. A porosity model was finally built based on the coordinated constraint of rock type and seismic acoustic impedance volume, and a permeability model was built by using the porosity-permeability relationships for different rock types. The reliability of geological model was checked by the method of decreasing wells. This method is particularly applicable to carbonate reservoirs with strong diagenesis and deep burial depth.

Key words: seismic acoustic impedance, rock type, KNN algorithm, Winland R_{35} method, carbonate rock, geological modeling

对于碎屑岩油藏,沉积相约束的建模方法已日趋成熟,并已被广大地质人员所掌握。但是,对于以盆内化学沉积和生物沉积为主的碳酸盐岩油藏,尤其是埋藏较深(>4 000 m)、成岩作用较强的碳酸盐岩油藏,如何建模是目前研究的热点^[1-4]。

本文针对扎格罗斯盆地孔隙型碳酸盐岩油藏A,提出了基于岩石类型约束的建模方法。这种方法从取心井入手,使用岩石物理方法划分现今油藏的岩石类

型,回避了原始沉积相及后期成岩作用对孔渗的影响,是“直奔主题”而非“追根溯源”。也就是说,只对我们关心的影响渗流的现今油藏岩石特点开展研究,而不涉及岩石的形成及其所经历的各种变化。这种方法对于埋藏较深、成岩作用较强的油藏建模具有实际的指导意义。

对于这类油藏,需要通过岩石类型研究搞清岩石的孔喉结构特征^[5-6]。目前国外已有很多关于岩石类

型的文献^[7-9],主要通过孔隙度、渗透率和毛管压力曲线等数据进行分析,把具有相同渗流特征的岩石划分为一种类型,但针对碳酸盐岩油藏应用岩石类型约束进行三维地质建模方面的文献并不多见。如果油藏岩石经过适当的定义和分类,并基于岩石类型建立相应的静态和动态模型,就可以用来进行合理的数值模拟、精确的油藏管理和可靠的生产预测^[10-13]。

本文以油藏A为例,采用了Winland R_{35} 方法划分岩石类型,并建立了岩石类型与测井曲线的关系,以测井曲线为纽带使用KNN算法预测了未取心井及取心井未取心段的岩石类型,然后应用岩石类型和地震波阻抗数据体协同约束孔隙度,孔隙度约束渗透率,建立了三维属性模型,形成了一套针对碳酸盐岩油藏建模的思路和方法。

1 碳酸盐岩油藏岩石类型划分

文中岩石类型的定义是^[1-2]:“沉积在相似地质条件下,经历了相似的成岩过程,形成了具有统一的孔喉结构和润湿性的一类岩石。同一种岩石类型应具有统一的孔-渗关系、相似的毛管压力曲线特征和相对渗透率数据集。”

采用岩石物理方法研究岩石类型,主要应用孔隙度、渗透率和毛管压力曲线等静态资料和相渗曲线等动态资料。根据国外关于岩石类型方面的研究文献,划分岩石类型的岩石物理方法主要包括Winland R_{35} 方法、岩石质量指数(Rock Quality Index,简称RQI)、流动分层指标(Flow Zone Indicator,简称FZI)等^[14-17],本文采用Winland R_{35} 方法。

1.1 Winland R_{35} 方法

Winland R_{35} 方法描述了地层岩石孔喉半径与孔隙度和渗透率的关系,它不考虑地层中岩石的沉积和成岩过程,直接通过岩石孔喉半径划分岩石类型,反映了不同岩石类型地层在目前状态下的渗流能力。 R_{35} 是指压汞实验中当进汞饱和度为35%时所对应的孔喉半径,它与孔隙度和渗透率通常具有如下关系:

$$\lg R_{35} = 0.732 + 0.588 \lg K - 0.864 \lg \Phi \quad (1)$$

式中: R_{35} 为压汞实验过程中进汞饱和度为35%时对应的孔喉半径, μm ; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; Φ 为孔隙度, %。

按照Winland R_{35} 方法的定义,岩石孔喉半径分为5个级别,分别为纳米孔喉($R_{35} < 0.1 \mu\text{m}$)、微型孔喉($0.1 \mu\text{m} \leq R_{35} < 0.5 \mu\text{m}$)、中型孔喉($0.5 \mu\text{m} \leq R_{35} < 2 \mu\text{m}$)、大型孔喉($2 \mu\text{m} \leq R_{35} \leq 10 \mu\text{m}$)、巨型孔喉

($R_{35} > 10 \mu\text{m}$)。

1.2 岩石类型划分

地处扎格罗斯盆地的碳酸盐岩油藏A主要含油层位为白垩系,埋藏深度为4 200 m,平均孔隙度为14.8%,平均渗透率为 $18.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为大型整装、孔隙型、低渗透、背斜油藏,目前处于早期开发阶段。

对该油藏8口取心井共1 498块岩心样品进行了分析。采用Winland R_{35} 方法绘制孔隙度和渗透率关系图版(图1),绝大多数岩心样品孔喉半径(r)分布在 $0.1 \sim 10 \mu\text{m}$ 。少量样品孔喉半径大于 $10 \mu\text{m}$,经岩心分析该类岩心含有微裂缝。由于该油藏微裂缝总体上不发育,因此在岩石分类过程中不予考虑。

根据Winland R_{35} 方法,按孔喉半径大小将该油藏储层划分了好、中、差3种岩石类型:①好储层(类型1), $2 \mu\text{m} \leq R_{35} \leq 10 \mu\text{m}$; ②中等储层(类型2), $0.5 \mu\text{m} \leq R_{35} < 2 \mu\text{m}$; ③差储层(类型3), $R_{35} < 0.5 \mu\text{m}$ 。根据孔隙度、渗透率数据,拟合了每种岩石类型的孔隙度-渗透率关系(图2;表1)。

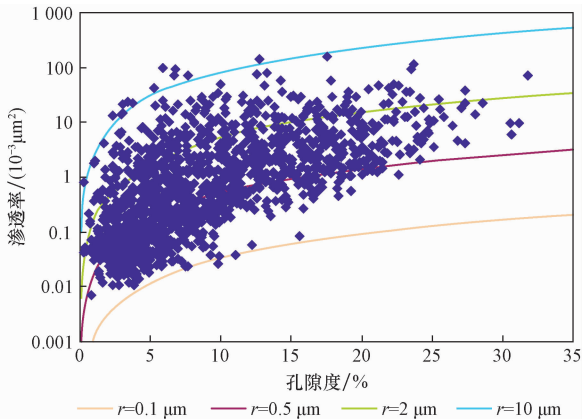


图1 8口取心井岩心样品孔、渗分布
Fig. 1 Porosity and permeability distribution of core samples from 8 wells

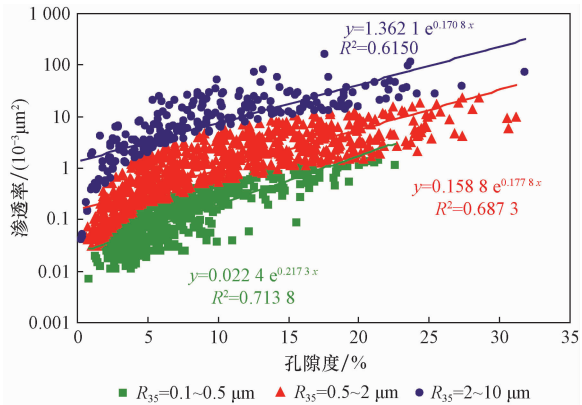


图2 不同岩石类型孔-渗关系
Fig. 2 Porosity and permeability relationship of different rock types

表 1 3 种岩石类型拟合结果

Table 1 Fitting results of three rock types			
岩石类型	孔喉半径 $R_{35}/\mu\text{m}$	孔 - 渗关系	R^2
类型 1	2 ~ 10	$K = 1.362\ 1\text{e}^{0.170\ 8\phi}$	0.615 0
类型 2	0.5 ~ 2	$K = 0.158\ 8\text{e}^{0.177\ 8\phi}$	0.687 3
类型 3	0.1 ~ 0.5	$K = 0.022\ 4\text{e}^{0.217\ 3\phi}$	0.713 8

注: K 为渗透率, $10^{-3}\mu\text{m}^2$; ϕ 为孔隙度, %; R^2 为方差。

用拟合的孔隙度 - 渗透率关系式计算了 8 口井 1 498 块岩心样品的渗透率, 并与实测渗透率进行了对比, 绘制了交会图版(图 3)。可以看出, 数据点沿斜率为 1 的直线分布, 说明预测渗透率与实测渗透率符合度较高。

1.3 同一岩石类型毛细管压力和相对渗透率曲线特征

根据岩石类型的定义, 同一岩石类型除了具有统一的孔 - 渗关系外, 还应具有相似的毛细管压力曲线特征和相渗曲线特征。

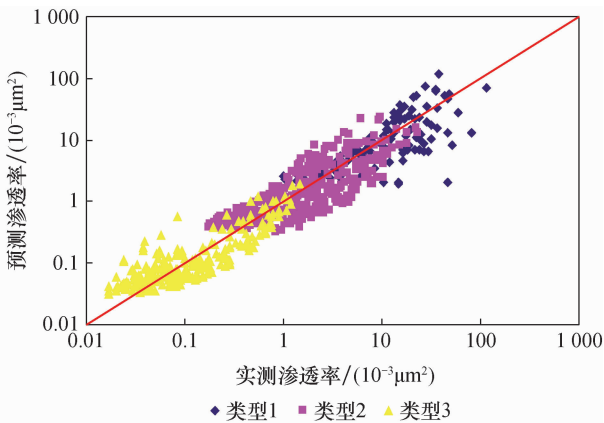


图 3 8 口井预测渗透率与实测渗透率对比
Fig. 3 Comparison of the predicted and measured permeability for 8 wells

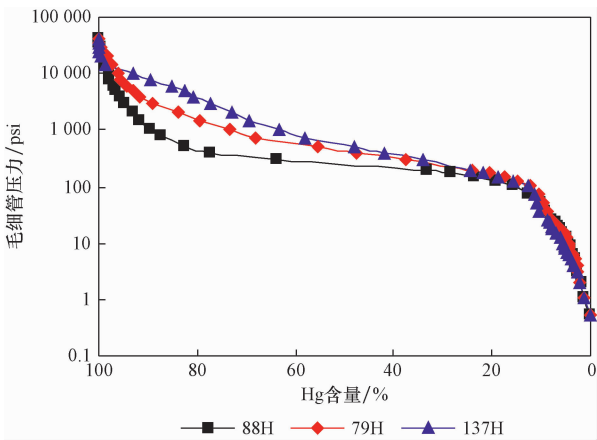


图 4 同一种岩石类型毛管压力曲线特征
Fig. 4 Capillary pressure curves of the same rock type
(1 psi = 6 894. 76 Pa.)

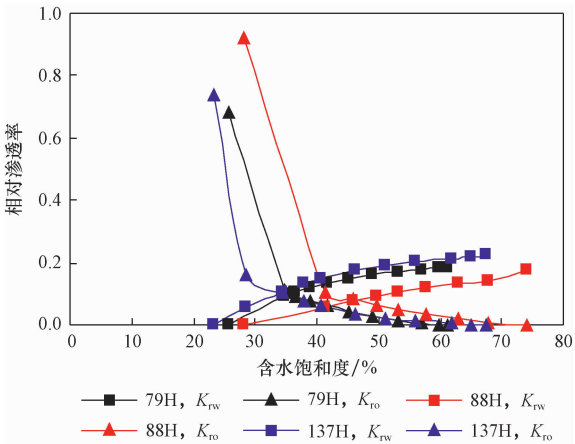


图 5 同一种岩石类型相对渗透率曲线特征
Fig. 5 Permeability curves of the same rock type
(K_{rw} 为水的相对渗透率; K_{ro} 为油的相对渗透率。)

以取心井 B1 井岩石分类结果为例, 岩心样品 79H, 88H 和 137H 的 R_{35} 值均在 $0.5 \sim 2\ \mu\text{m}$, 为同一种岩石类型(类型 2)。对 3 块岩心的毛细管压力曲线和相对渗透率曲线进行了分析(图 4, 图 5), 可以看出它们具有相似的曲线特征。

2 岩石类型预测

以上岩石类型的研究均基于取心井, 如何推广到未取心井? 需要以测井曲线为纽带^[12-17]。每口井不可能都取心, 但每口井一般都有测井曲线, 测井曲线可以反映岩石的物理性质。如果在取心井中建立了测井曲线与岩石类型的关系, 就可以利用这种关系预测未取心井的岩石类型。

分别使用了神经网络算法^[18]和 KNN 算法^[19]对取心井 B2 井 4 385 个样本进行了拟合, 神经网络算法预测符合率为 55%, KNN 算法预测符合率为 82%, 对比结果如图 6 所示。可以看出 KNN 算法精度更高, 因此在预测未取心井岩石类型时采用 KNN 算法。

KNN(K - Nearest Neighbor)算法是一个理论上比较成熟的分类方法, 也是最简单的机器学习算法之一^[19]。该方法原理是依据邻近 K 个样本的多数类别来确定待分样本类别, 前提是这 K 个样本都已正确进行了分类。

3 三维地质模型建立

3.1 岩石类型建模

通过 KNN 算法对未取心井进行了预测, 所有井段都得到了连续的岩石类型曲线。在构造模型基础上, 应用离散曲线的粗化方法, 岩石类型粗化到三维地质

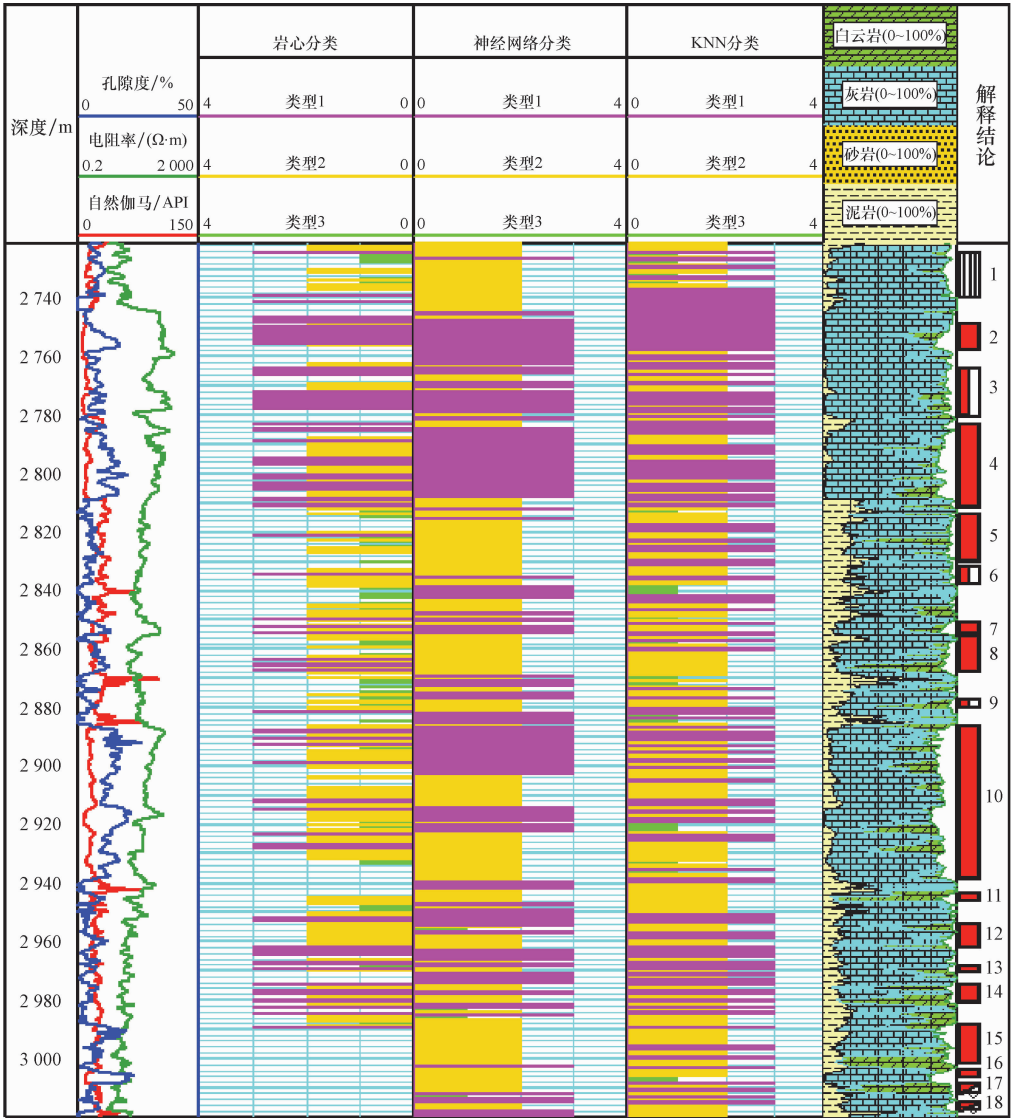


图 6 KNN 算法与神经网络算法预测结果对比

Fig. 6 Comparison of results obtained by using the KNN algorithm and the neural network algorithm

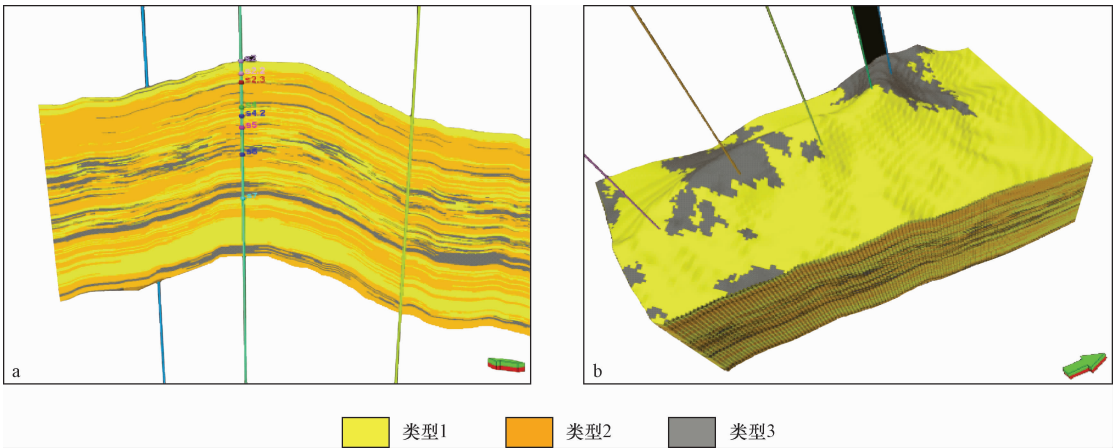


图 7 三维岩石类型模型

Fig. 7 3D rock type models

a. 剖面模型; b. 平面模型

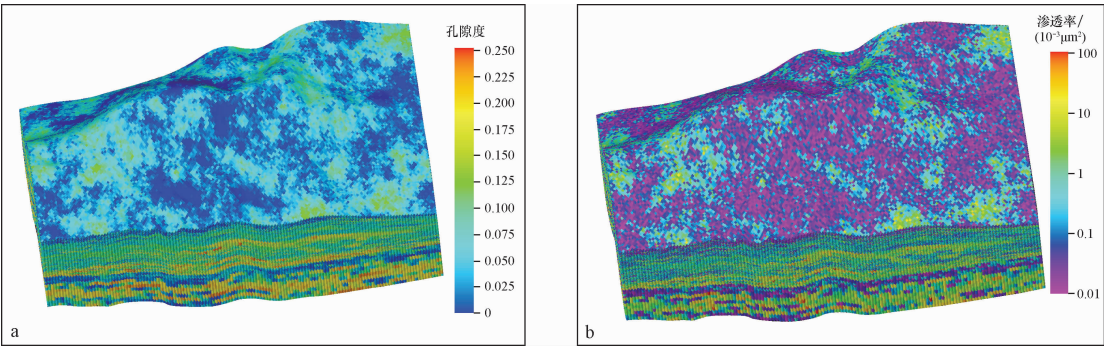


图 8 三维孔隙度和渗透率模型
Fig. 8 3D porosity and permeability models
a. 孔隙度模型; b. 渗透率模型

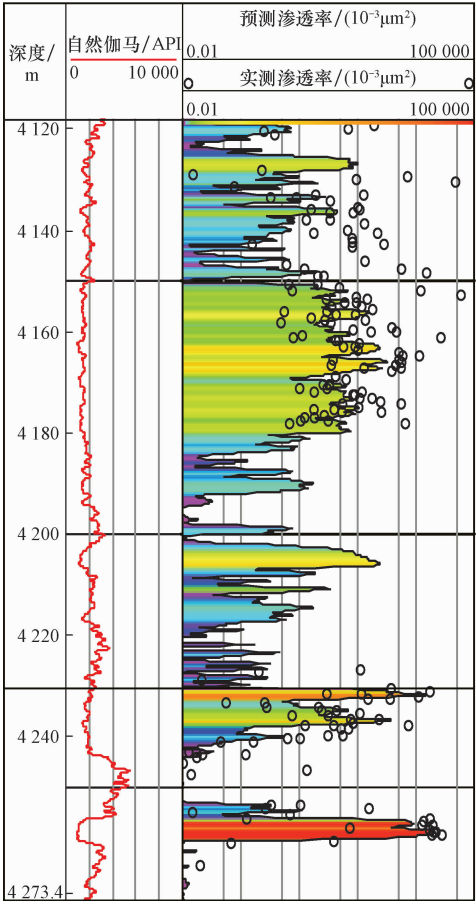


图 9 B3 井预测渗透率与岩心实测渗透率对比
Fig. 9 Comparison between the predicted and measured permeability in Well B3

模型中。序贯指示方法是随机模拟方法中适应性较强、能够综合各种参数并且使用灵活的一种方法,它可以真实地反映变化幅度较大的离散变量,所以选用序贯指示模拟方法建立三维岩石类型模型。

对岩石类型进行地质统计学分析,可以得到变差函数的相关参数,如变差函数类型、横向/垂向变程大小、变差函数主方向等。这些参数与井点的岩石类型数据一同作为随机模拟重要的输入参数,模拟结果如

图 7 所示。可以看出,岩石类型在纵向上成层分布,横向上分布稳定,很好地反应了储层的地质特征。类型 1 为最好的储层,主要分布在油藏的顶部和底部;类型 2 为普遍的岩石类型,物性中等;类型 3 为物性最差的一类,多以隔夹层的形式存在。

3.2 属性模型

本次储层孔隙度模型的建立,是在岩石类型模型及地震波阻抗约束基础上,应用协同序贯高斯模拟实现的^[16]。首先分析地震波阻抗数据体与孔隙度的相关性,如果相关性好,就可以用波阻抗数据体约束平面孔隙度分布^[20]。对于 A 油藏,波阻抗与孔隙度呈负相关性,两者的相关系数为 -0.78,相关性较好。然后在岩石类型约束的基础上,使用地震波阻抗数据体作为协同约束,采用序贯高斯模拟建立了三维孔隙度模型(图 8a)。可以看出,模拟结果很好地反应了储层的连续性,同时在一定程度上体现出储层不同岩石类型间的非均质性。

用孔隙度约束渗透率,建立渗透率模型。在孔隙度模型的基础上,应用每种岩石类型中确定的渗透率与孔隙度关系,得到渗透率模型(图 8b)。选取取心井 B3 井作抽稀验证(图 9),将模型预测渗透率(图中连续曲线)与岩心实测渗透率(图中点数据)对比,预测精度为 87%,符合度较高。

4 结论

- 1) 采用 Winland R_{35} 方法将国外某碳酸盐岩油藏划分为 3 种岩石类型,每种岩石类型具有统一的孔 - 渗关系、相似的毛细管压力曲线特征和相对渗透率数据。
- 2) 用 KNN 算法建立了取心井岩石类型与测井曲线之间的关系,并利用这种关系预测了未取心井的岩石类型,预测准确率高达 82%。

3) 采用序贯指示随机模拟方法建立了三维岩石类型模型。利用地震波阻抗数据体约束与岩石类型协同约束建立了孔隙度模型,进而建立了渗透率模型。采用抽稀验证的方法检查了渗透率的预测精度,符合率较高。

参 考 文 献

[1] Gomes J S,Ribeiro M T,Christian J,et al. Carbonate reservoir rock typing-the link between geology and SCAL[C]// Abu Dhabi international petroleum exhibition and conference. SPE 118284, 2008: 1-14.

[2] Salman S M,Bellah S. Rock typing: an integrated reservoir characterization tool to construct a robust geological model in Abu Dhabi carbonate oil field [C] // SPE/EAGE reservoir characterization and simulation conference. SPE 125498,2009:1-14.

[3] Guo G,Diaz M A,Paz F,et al. Rock typing as an effective tool for permeability and water-saturation modeling;a case study in a clastic reservoir in the oriente basin[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering,2007,10(6):730-739.

[4] 张涛,邬兴威,竺知新,等. 白垩储层:一种特殊的碳酸盐岩储层类型——以叙利亚 Tishrine 油田为例[J]. 石油与天然气地质,2012,33(5):720-729.

Zhang Tao,Wu Xingwei,Zhu Zhixin,et al. Characterization of chalk reservoirs: an example from Tishrine oilfield, Syria[J]. Oil & Gas Geology,2012,33(5):720-729.

[5] Chekani M,Kharat R. Reservoir rock typing in a carbonate reservoir-cooperation of core and log data: case study[C]//SPE/EAGE reservoir characterization and simulation conference. SPE 123703,2009: 1-22.

[6] Tillero E. Stepping forward: an automated rock type index and a new predictive capillary pressure function for better estimation of permeability and water saturation. case study, Urdaneta-01 heavy oil reservoir [C] // SPE Latin America and Caribbean petroleum engineering conference. SPE 151602,2012:1-20.

[7] Shabaninejad M,Haghighi M B. Rock typing and generalization of permeability-porosity relationship for an Iranian carbonate gas reservoir [C] // Nigeria annual international conference and exhibition. SPE 150819,2011:1-8.

[8] 张汉荣,孙跃峰,窦齐丰,等. 孔隙结构参数在普光气田的初步应用[J]. 石油与天然气地质,2012,33(6):877-882.

Zhang Hanrong,Sun Yuefeng,Dou Qifeng,et al. Preliminary application of the frame flexibility factor in Puguang gas field[J]. Oil & Gas Geology,2012,33(6):877-882.

[9] 钟大康,周立建,姚涇利,等. 储层岩石学特征对成岩作用及孔隙发育的影响——以鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组为例[J]. 石油与天然气地质,2012,33(6):890-899.

Zhong Dakang,Zhou Lijian,Yao Jinli,et al. Influences of petrologic features on diagenesis and pore development: an example from the Triassic Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology,2012,33(6):890-899.

[10] Betancourt J. Rock type modeling: an effective method to determine reservoir quality rock to discretize net pay in lower guadalupe formation, Abanico Field, Colombia [C] // SPE Latin America and Caribbean petroleum engineering conference. SPE 152332,2012:1-10.

[11] Abedini A. Statistical evaluation of reservoir rock type in a carbonate reservoir [C] // SPE annual technical conference and exhibition. SPE 152359,2011:1-15.

[12] Southworth A,Hadidi K,Miller J. An integrated approach to rock typing and its impact on well and reservoir performance in a middle east tight gas field [C] // SPE Middle East unconventional gas conference & exhibition. SPE 164015,2013:1-11.

[13] Varavur S,Shebl H,Salman S M,et al. Reservoir rock typing in a giant carbonate [C] // SPE Middle East oil and gas show and conference. SPE 93477,2005:1-16.

[14] 赖枫鹏,李治平,郭艳东. 川东北碳酸盐岩气藏岩石渗透率变化实验[J]. 石油与天然气地质,2012,33(6):932-937.

Lai Fengpeng,Li Zhiping,Guo Yandong. Experiments on permeability change of carbonate gas reservoirs in northeastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology,2012,33(6):932-937.

[15] Peralta O O. Rock types and flow units in static and dynamic reservoir modeling: application to mature fields [C] // Latin American and Caribbean petroleum engineering conference. SPE 122227,2009:1-9.

[16] Francesconi A,Bigoni F,Balossino P,et al. Reservoir rock types application-Kashagan [C] // SPE/EAGE reservoir characterization and simulation conference. SPE 125342,2009:1-17.

[17] Tariq M,Bizarro P,de Sousa A,et al. Reservoir characterization and modeling of a carbonate reservoir-case study [C] // Abu Dhabi international petroleum conference and exhibition. SPE 161039,2012: 1-18.

[18] 赵军龙,李纲,麻平社,等. 神经网络在石油测井解释中的应用综述[J]. 地球物理学进展,2010,25(5):1744-1751.

Zhao Junlong,Li Gang,Ma Pingshe,et al. The application of network technology to petroleum logging interpretation [J]. Progress in Geophysics,2010,25(5):1744-1751.

[19] 刘应东,牛惠民. 基于 k -最近邻图的小样本 KNN 分类算法[J]. 计算机工程,2011,37(9):198-200.

Liu Yingdong,Niu Huimin. KNN classification algorithm based on k -nearest neighbor graph for small sample [J]. Computer Engineering,2011,37(9):198-200.

[20] Bahar A,Abdel-Aal O,Ghani A,et al. Seismic integration for better modeling of rock type based reservoir characterization: a field case example [C] // Abu Dhabi international conference and exhibition. SPE 88793,2004:1-10.

(编辑 张亚雄)