

基于压汞资料的碳酸盐岩储层渗透率预测模型

——以扎纳若尔油田KT-I和KT-II含油层系灰岩储层为例

程媛^{1,2}, 张冲^{1,2*}, 陈雨龙^{1,2}, 朱林奇^{1,2}, 郭聪^{1,2}

(1.长江大学地球物理与石油资源学院, 湖北武汉430100;

2.长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北武汉430100)

摘要:以哈萨克斯坦扎纳若尔油田82块碳酸盐岩岩心的压汞及物性分析资料为基础,对比分析Swanson模型、Capillary-Parachor模型、Winland模型、Pittman模型、Nelson模型和 δ 函数模型预测碳酸盐岩储层渗透率的精度。结果表明,这6种渗透率预测模型对孔隙结构复杂的碳酸盐岩储层渗透率的预测精度均较差,但Swanson模型的预测精度优于其他5种模型。进一步分析Swanson模型预测碳酸盐岩储层渗透率的适用性,认为该模型不能反映储层微裂缝对渗透率的影响,也不能反映复杂的孔喉半径分布特征对渗透率的影响。对于孔喉半径分布呈多峰特征的碳酸盐岩岩心,孔喉的发育对储层的渗透率都有贡献,不存在优势孔喉区域,而Swanson模型将毛管压力曲线拐点处对应的孔喉半径作为岩心发育的优势孔喉半径,且忽略了孔喉半径分布呈双峰特征的岩心中发育的小孔喉对渗透率的影响,导致Swanson模型计算的渗透率误差较大。因此,以Swanson模型为基础,提出一种综合考虑孔隙度、歪度和分选系数等孔隙结构参数的改进渗透率预测模型,将该模型与Swanson模型进行对比,发现改进渗透率预测模型对孔隙结构复杂的碳酸盐岩储层渗透率的预测精度有明显提高。

关键词:碳酸盐岩 压汞 Swanson模型 孔喉半径分布 歪度 分选系数 渗透率

中图分类号:TE112.2

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)03-0010-08

Permeability prediction model of carbonate reservoir based on mercury injection data: A case study of oil-bearing limestone reservoir in KT-I and KT-II members of Zahnanor oilfield

Cheng Yuan^{1,2}, Zhang Chong^{1,2}, Chen Yulong^{1,2}, Zhu Linqi^{1,2}, Guo Cong^{1,2}

(1. Geophysics and Oil Resource Institute, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China; 2. Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources, Ministry of Education, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China)

Abstract: Based on capillary pressure curve and experimental measurement data of porosity and permeability of 82 carbonate rocks of Zahnanor oilfield in Caspian Seashore Basin, Kazakhstan, comparison analysis of permeability prediction accuracy of carbonate reservoir was made through comparing and analyzing Swanson model, Capillary-Parachor model, Winland model, Pittman model, Nelson model and the δ function model. The results show that the calculation accuracy of the six permeability prediction models is poor for permeability prediction of complicated pore structure carbonate reservoir. But the effect of Swanson model is better than those of the other five models. Further analysis on the applicability of permeability prediction of carbonate reservoir based on Swanson model suggests that the Swanson model cannot reflect the influences of microfracture and complex pore throat distribution on permeability. For carbonate rock sample, the pore throat, the distri-

收稿日期:2017-02-13。

作者简介:程媛(1993—),女,湖北孝感人,在读硕士研究生,从事复杂储层测井解释理论与方法研究。联系电话:18186428145, E-mail: 3254180042@qq.com。

*通讯作者:张冲(1983—),男,湖北汉川人,副教授,博士。联系电话:15090830973, E-mail: yzlogging@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“致密气储层岩石导电机理研究及饱和度评价”(41404084),湖北省自然科学基金项目“基于等效岩石单元模型的渗透率测井评价方法研究”(2013CFB396),油气资源与勘探技术教育部重点实验室(长江大学)开放基金项目“基于成岩相相控的致密砂岩储层饱和度建模及测井评价”(K2016-09)。

bution of which is characterized by multimodal feature, contributes to reservoir permeability, and there is no dominant pore throat size in the core sample. On the contrary, the Swanson model believes that the pore throat radius corresponding to the inflexion point of capillary pressure curve is the dominant pore throat size of core sample. And the Swanson model ignores the influence of small pore throat on permeability of rock sample which has a bimodal pore throat distribution. Therefore, the error of permeability calculated by Swanson model is obvious. Based on Swanson model, we put forward an improved permeability prediction model considering the influence of pore structure parameters such as porosity, skewness and sorting coefficient. It is found that the permeability prediction accuracy of the improved permeability prediction model for complex pore structure carbonate reservoir is obviously enhanced through comparing it with the Swanson model.

Key words: carbonate rock; mercury injection; Swanson model; pore-throat distribution; skewness; sorting coefficient; permeability

在油气田的勘探开发过程中,渗透率是认识储层渗流特征、评价油气井产能的关键参数之一^[1]。然而,碳酸盐岩储层的孔隙结构复杂、非均质性强,对其渗透率的准确预测一直是碳酸盐岩储层测井评价的难题^[2-11]。

储层的渗透率主要受控于孔隙结构特征,压汞法测定的毛管压力曲线可以很好地反映储层的孔喉特征^[12-13]。因此,对于利用压汞资料预测储层渗透率,中外学者已开展了大量研究^[14-29]。Swanson等对大量高孔渗岩心的分析数据进行研究,发现其毛管压力曲线在双对数坐标下为双曲线,且双曲线的拐点参数Swanson参数和Capillary-Parachor参数与岩石渗透率之间具有很好的对应关系,进而分别建立Swanson参数、Capillary-Parachor参数与渗透率的预测模型,即Swanson模型和Capillary-Parachor模型^[16-17]。Winland通过对大量岩心进行分析,考虑孔喉半径对储层渗透率的影响,建立毛管压力曲线上汞饱和度为35%对应的孔喉半径(R_{35})与孔隙度、渗透率之间的关系模型,即Winland模型^[21]。Pittman发现毛管压力曲线拐点处的孔喉半径(R_{appex})与孔隙度、渗透率之间的相关性最好,并建立相应的渗透率预测模型,即Pittman模型^[23]。Nelson分析砂岩样品发现其毛管压力曲线的中值半径(R_{50})与孔隙度、渗透率之间具有较好的相关性,并建立相应的渗透率预测模型,即Nelson模型^[25]。成志刚通过对不同级别渗透率岩心的压汞数据进行分析,提出反映储层孔喉特征的参数,进而建立其与渗透率的统计模型,即 δ 函数模型^[29]。上述6种模型对砂岩储层渗透率的预测效果较好,但对于岩性复杂、孔隙类型多样、孔隙结构复杂的碳酸盐岩储层渗透率的计算精度却较差。为此,笔者基于Swanson模型,提出综合考虑孔隙度、歪度及分选系数等孔隙结构参数的改进渗透率预测模型,与Swanson模型相比,改进渗透率预测模型对于孔隙结构复杂的碳酸盐岩储层渗透率的预测精度明显提高。

1 区域地质概况

扎纳若尔油田位于哈萨克斯坦滨里海盆地东缘扎尔卡梅斯水下隆起带,其东部为乌拉尔海槽,西部为盆地中央坳陷带,研究区为陆棚边缘隆起区。扎尔卡梅斯水下隆起带自早石炭世开始由陆源碎屑沉积演变为碳酸盐岩沉积,堆积了厚逾千米的碳酸盐岩。扎纳若尔油田石炭系碳酸盐岩自上而下分为KT-I和KT-II共2套含油层系;KT-I含油层系以潮坪相、混积陆棚相沉积为主,可进一步划分为A、B和B共3个油层组,其中B油层组又细分为B₁、B₂、B₃和B₄层;KT-II含油层系以开阔海台地相沉积为主,可进一步划分为 Γ 和 Δ 共2个油层组^[30-33]。

扎纳若尔油田KT-I含油层系的B₄层和KT-II含油层系的 Γ 、 Δ 油层组为主要研究目的层,其岩性复杂、纵向变化较大。B₄层岩性以鲕粒灰岩为主,其次为砂屑灰岩、泥粉晶灰岩、藻灰岩和云质灰岩等。 Γ 油层组主要发育藻灰岩、有孔虫灰岩、蜓灰岩和包粒灰岩,颗粒较细的鲕粒灰岩和内碎屑灰岩较少。 Δ 油层组以鲕粒灰岩、藻灰岩和有孔虫灰岩为主,未见蜓灰岩和包粒灰岩^[31]。研究区 Γ 、 Δ 油层组以及B₄层的矿物含量分析结果表明,其主要矿物为方解石、白云石及酸不溶物(包括粘土矿物、黄铁矿、石英等)含量较少,相比于 Γ 和 Δ 油层组,B₄层的白云石含量略高。总体上,研究区目的层段主要发育质纯、泥质含量低的灰岩。

扎纳若尔油田KT-I和KT-II含油层系部分铸体薄片资料(图1)显示,研究区碳酸盐岩储层的储集空间类型多样,主要发育粒间溶孔、体腔孔、粒内孔、鲕模孔、鲕内孔、砂屑模孔及晶间溶孔等,且部分岩心发育微裂缝。此外,研究区KT-I和KT-II含油层系的渗透率主要受连通的孔隙和微裂缝影响,而分散的孤立孔隙对渗透率的贡献则很小。

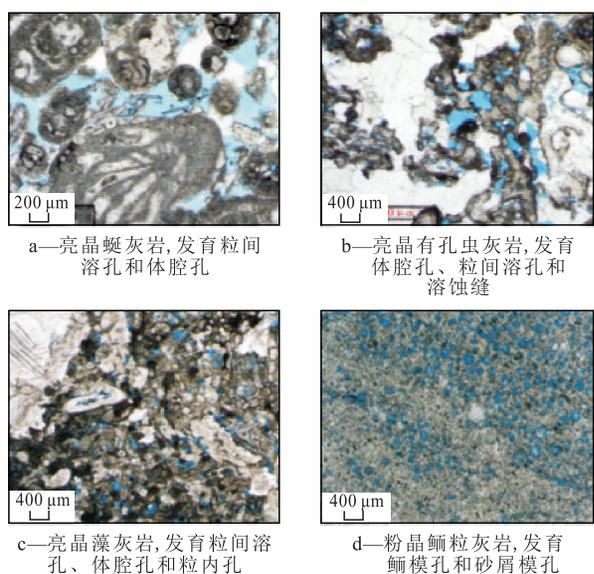


图1 扎纳若尔油田KT- I 和KT- II 含油层系主要储集空间类型

Fig.1 Typical storage space types of oil-bearing KT- I and KT- II members of Zahnanor oilfield

2 渗透率预测模型适用性及计算误差分析

2.1 适用性分析

笔者选取6种基于压汞资料构建的渗透率预测模型,对比分析6种预测模型对孔隙结构复杂的碳酸盐岩储层渗透率预测的适用性,这6种渗透率预测模型分别为Swanson模型、Capillary-Parachor模

型、Winland模型、Pittman模型、Nelson模型和 δ 函数模型^[16-17,21,23,25,29]。

扎纳若尔油田A井KT- II 含油层系和B井KT- I 含油层系共82块碳酸盐岩岩心的压汞、薄片及物性资料的分析结果表明,其孔隙度为2.7%~21.6%,渗透率为 $0.000\ 346\times 10^{-3}\sim 146\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,包括致密、特低孔特低渗透、低孔低渗透及中—高孔中—高渗透岩心。毛管压力曲线形态可以表征岩心的孔隙结构,研究区A和B井82块岩心的毛管压力曲线形态多样,表明其孔隙结构具有多样性,因此,所选岩心的孔隙度分布范围较广、孔隙结构类型多样,具有代表性,可用来分析渗透率预测模型的适用性。

根据研究区A和B井82块岩心的压汞及物性资料,分别计算每块岩心的Swanson参数、Capillary-Parachor参数、 δ 函数以及 R_{35} 、 R_{apex} 和 R_{50} (图2)。将计算得到的Swanson参数、Capillary-Parachor参数及 δ 函数分别与岩心实测渗透率进行幂函数拟合,得到Swanson模型、Capillary-Parachor模型和 δ 函数模型;将计算得到的 R_{35} 、 R_{apex} 和 R_{50} 分别与孔隙度、渗透率取对数变换后再进行线性拟合,得到Winland模型、Pittman模型和Nelson模型。

利用上述6种渗透率预测模型,分别计算研究区82块岩心的渗透率,并与实测渗透率进行对比(图2)。结果表明,这6种渗透率预测模型对孔隙结构复杂的碳酸盐岩储层渗透率的计算精度较低,但Swanson模型的计算精度明显优于其他5种渗透率

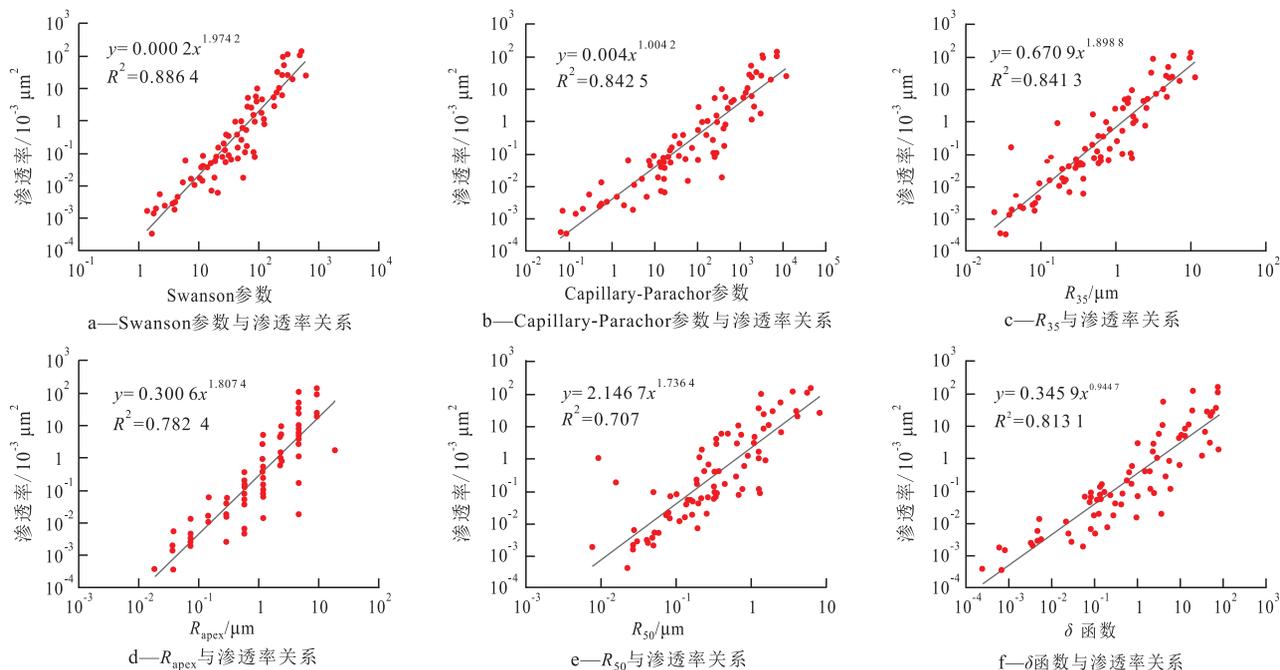


图2 扎纳若尔油田A和B井82块岩心孔隙结构参数与实测渗透率的关系

Fig.2 Relationship between pore structure parameters and core permeability of 82 core samples from Well A and B in Zahnanor oilfield

预测模型。对比利用Swanson模型计算的渗透率与实测渗透率,发现部分岩心利用Swanson模型计算的渗透率与实测渗透率的比值为0.5~2;与实测渗透率相比,利用Swanson模型计算的渗透率值整体偏大,且对于大部分岩心,利用Swanson模型计算的渗透率与实测渗透率的比值大于2。由此可见,对于孔隙结构复杂的碳酸盐岩储层的渗透率预测,上述6种渗透率预测模型的适用性均较差。

2.2 计算误差分析

分析Swanson模型对碳酸盐岩储层渗透率计算误差较大的原因,认为Swanson模型适用于预测孔喉分选较好、较均质岩心的渗透率,该类岩心的毛管压力曲线拐点与孔喉半径分布的优势区域相对应。而研究区82块碳酸盐岩岩心的孔隙度和渗透率的变化范围较大,孔隙度与渗透率之间的相关性较差;岩心的岩性复杂、储集空间类型多样,且毛管压力曲线形态亦多样,也反映出岩心孔隙结构的复杂性。因此,导致Swanson参数与孔隙结构参数之间的相关性变差,渗透率计算的相对误差较大。

选取研究区A和B井的4块碳酸盐岩岩心分析

Swanson模型计算渗透率精度较低的原因。结果(表1,图3)表明,这4块岩心的实测渗透率相近,但根据毛管压力曲线拐点确定的Swanson参数的差异却较大,导致利用Swanson模型计算渗透率的精度较低。其中34号岩心的微裂缝发育、细歪度、分选较差,其毛管压力曲线形态与其他3块岩心的差异较大,孔喉半径分布呈多峰特征,发育的孔喉对渗透率均有贡献,因此不存在优势孔喉区域;而Swanson模型将毛管压力曲线拐点处对应的孔喉半径作为岩心发育的优势孔喉半径,因此利用Swanson模型计算的渗透率误差较大。而106和110号岩心的毛管压力曲线形态相似,孔喉半径分布频率呈明显的双峰特征,且相比于110号岩心,106号岩心的大孔喉更为发育,但利用Swanson模型计算的2块岩心的渗透率差异较大,其原因为Swanson模型忽略了孔喉半径分布呈双峰特征的岩心中的小孔喉对渗透率的贡献。由此可见,Swanson模型不能反映储层中发育的微裂缝对渗透率的影响,也不能反映复杂的孔喉半径分布特征对渗透率的影响,不适用于孔隙结构复杂的碳酸盐岩储层的渗透率计算。

表1 Swanson模型预测碳酸盐岩岩心渗透率结果
Table1 Results of carbonate core permeability prediction using Swanson model

井号	岩心编号	岩心实测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度	Swanson参数	利用Swanson模型计算的渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	相对误差,%	分选系数	歪度	裂缝含量,%
A	34	0.018 6	0.067	54.71	0.706	3 688	3.327 1	1.321 2	10.71
A	106	0.018 5	0.078	18.79	0.107	477	2.249 9	1.691 7	0
A	110	0.010 9	0.054	8.56	0.027	143	1.969 3	1.508 5	0
B	182	0.016 9	0.105	10.64	0.039	181	1.777 3	1.392 7	0

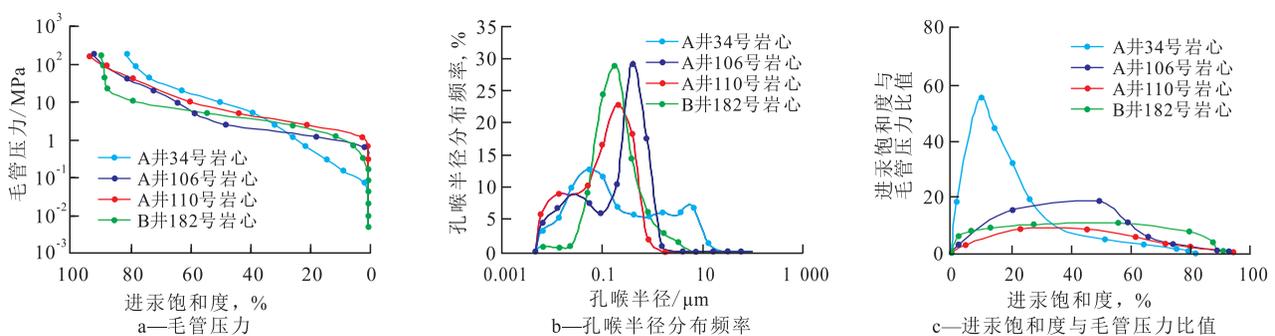


图3 Swanson模型预测碳酸盐岩岩心渗透率误差分析

Fig.3 Error analysis of carbonate core permeability prediction using Swanson model

3 改进渗透率预测模型及其适用性分析

3.1 改进渗透率预测模型

为了对渗透率预测模型进行改进,须分析孔隙

结构复杂的碳酸盐岩储层渗透率的影响因素。将研究区A和B井的82块碳酸盐岩岩心分为I, II, III和IV共4类,其岩心渗透率分别为 $1.01 \times 10^{-3} \sim 146 \times 10^{-3}$, $0.106 \times 10^{-3} \sim 0.958 \times 10^{-3}$, $0.006 3 \times 10^{-3} \sim 0.084 9 \times 10^{-3}$ 和 $0.000 346 \times 10^{-3} \sim 0.005 52 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。对这4类毛管压力曲线的形态、孔喉半径分布特征及孔隙度进行研究。

由于毛管压力曲线形态主要受控于孔喉的分选及大小^[34-35],因此,综合分选系数及歪度等参数,对扎纳若尔油田A和B井部分碳酸盐岩岩心的毛管压力曲线形态进行研究(图4)。其中,I类岩心的毛管压力曲线的平台段较明显,上部较陡,且其分布靠近左下方,因此该类岩心的毛管压力曲线歪度最大,为0.21~2.49,平均值为1.90,为粗歪度;整体上,I类岩心的分选系数为2.16~3.49,平均值为2.93,分选较差。II类岩心的毛管压力曲线形态差

异较大,分选较差,分选系数为1.93~4.03,平均值为2.72,歪度为0.66~2.30,平均值为1.70,为偏粗歪度。III类岩心的毛管压力曲线的平台段较宽,因此其分选系数较小,分选更好;整体上与II类岩心相比,III类岩心毛管压力曲线的歪度更小,为1.29~2.33,平均值为1.65,为偏细歪度,分选系数为1.44~3.33,平均值为2.30,分选较好。IV类岩心毛管压力曲线的分选系数为1.66~4.98,平均值为3.30,分选较差,歪度为1.31~1.54,平均值为1.39,

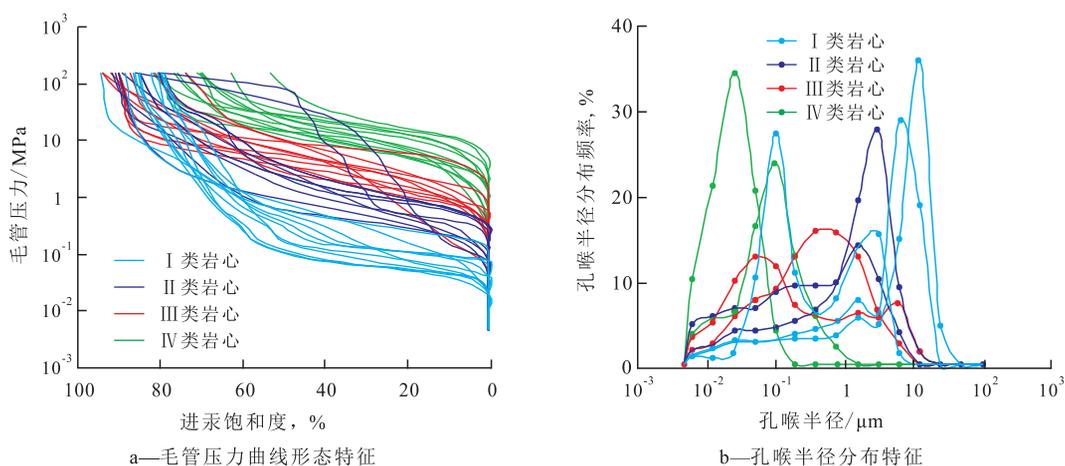


图4 扎纳若尔油田A和B井部分碳酸盐岩岩心的毛管压力曲线形态及孔喉半径分布特征

Fig.4 Morphology characteristics of mercury injection curves and pore-throat distribution characteristics of carbonate core samples from Well A and B in Zahnanor oilfield

为细歪度。

分析研究区82块共4类岩心的毛管压力曲线形态及孔喉半径分布特征可知,I类岩心的渗透率最高,孔喉半径分布多呈单峰型,且主要发育大孔喉,分选较差。相比于I类岩心,II类岩心的渗透率较低,且毛管压力曲线形态差异较大,部分岩心的孔喉半径呈多峰型分布,歪度比I类岩心更细,分选比I类岩心稍好。III类岩心的孔喉半径分布特征较复杂,孔喉半径分布多呈双峰型甚至多峰型,发育的孔喉总体上差异较小,因此其整体的分选较好。IV类岩心的渗透率最低,主要发育小孔喉,细歪度,孔喉半径分布呈单峰型,且分布范围较大,分选很差。整体上,研究区岩心的渗透率随毛管压力曲线歪度变粗、分选变差而呈增大趋势。因此,歪度和分选系数是影响孔隙结构复杂的碳酸盐岩储层渗透率的重要因素。

孔隙度是表征储层物性的参数之一,因此预测碳酸盐岩储层渗透率也应考虑孔隙度的影响^[19]。在研究区4类岩心中,I类岩心的孔隙度为8.9%~21.6%,平均值为14.15%,与其他3类岩心相比,孔隙更为发育;II类岩心的孔隙度为2.8%~19.1%,平

均值为10%;III类岩心的孔隙度为4.8%~18.6%,平均值为9.22%;IV类岩心的孔隙发育程度最差,孔隙度为2.7%~7.1%,平均值为4.56%。因此,孔隙度也是影响研究区碳酸盐岩储层渗透率的重要因素之一。

基于研究区4种类型岩心的毛管压力曲线形态特征、孔喉半径分布特征及孔隙度的分析结果,对Swanson模型进行改进,将影响储层渗透率的歪度、分选系数及孔隙度引入模型中,建立改进的渗透率预测模型

$$K = m\phi^a S_p^b S_{kp}^c \left(\frac{S_{Hg}}{p_c} \right)_{\max}^n \quad (1)$$

式中: K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; a, b, c, m, n 为拟合参数; ϕ 为孔隙度; S_p 为分选系数; S_{kp} 为歪度; S_{Hg} 为进汞饱和度, %; p_c 为毛管压力, MPa; $\left(\frac{S_{Hg}}{p_c} \right)_{\max}$ 为Swanson参数。

利用研究区82块碳酸盐岩岩心的压汞及物性分析数据,对式(1)进行对数变换,然后进行多元线性拟合,确定模型中的拟合参数,得到模型的计算

公式为

$$K = 0.0073 \phi^{2.091} S_p^{3.103} S_{kp}^{0.748} \left(\frac{S_{Hg}}{P_c} \right)_{\max}^{1.422}$$

$$R^2 = 0.93 \quad (2)$$

3.2 适用性分析

综合研究区82块碳酸盐岩岩心的孔隙度、歪度、分选系数及Swanson参数,通过式(2)计算岩心的渗透率。对比改进渗透率预测模型的计算结果与实测渗透率,分析改进渗透率预测模型的适用性。将研究区82块岩心的实测渗透率分为4个区间,分别分析Swanson模型、改进渗透率模型与实测渗透率之间的相对误差,结果(图5)表明,渗透率为 $0.0001 \times 10^{-3} \sim 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,Swanson模型及改进渗透率预测模型的计算结果与实测渗透率的相对误差分别为153%和86%,表明改进渗透率预测模型的计算精度明显好于Swanson模型;渗透率为 $0.01 \times$

$10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,Swanson模型及改进渗透率预测模型的计算结果与实测渗透率的相对误差分别为265%和189%,表明改进渗透率预测模型与Swanson模型的计算精度均较差,但改进渗透率预测模型的计算精度明显优于Swanson模型;渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,2种模型与实测渗透率的相对误差分别为163%和103%,表明其计算精度均较差,但改进渗透率预测模型的计算精度明显好于Swanson模型。渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,2种模型与岩心实测渗透率的相对误差分别为63%和52%,反映出相比于Swanson模型,改进渗透率预测模型的计算精度较高。总体上,对于致密、低渗透及中—高渗透碳酸盐岩储层,改进渗透率预测模型的计算精度明显提高。因此,对于孔隙结构复杂的碳酸盐岩储层渗透率预测,改进渗透率预测模型的适用性明显优于Swanson模型。

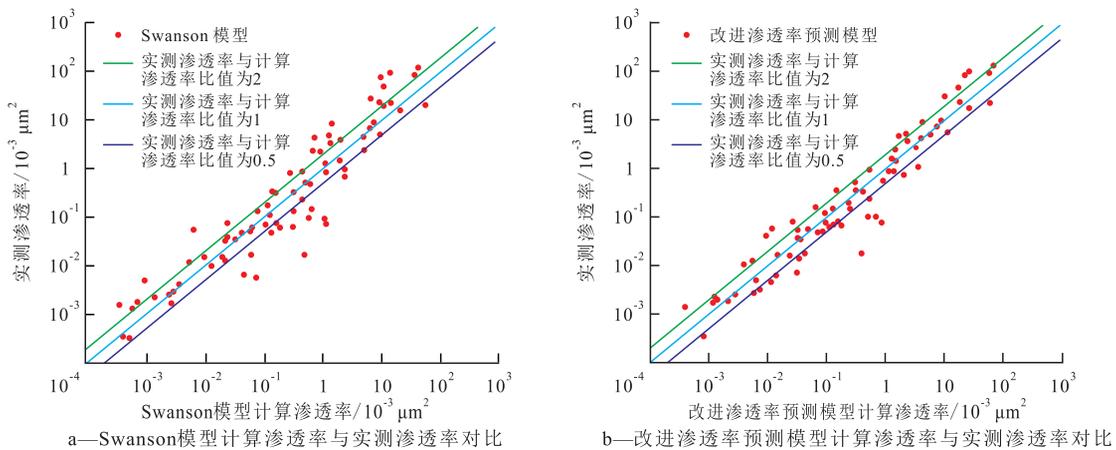


图5 Swanson模型与改进渗透率预测模型计算结果对比

Fig.5 Comparison of prediction results of Swanson model and the improved permeability prediction model

4 结论

对比分析Swanson模型、Capillary-Parachor模型、Winland模型、Pittman模型、Nelson模型和 δ 函数模型共6种渗透率预测模型在碳酸盐岩储层渗透率预测中的适用性,结果表明:这6种模型对孔隙结构复杂的碳酸盐岩储层渗透率的计算精度均较差,Swanson模型的计算精度优于其他5种模型。但是Swanson模型也存在不能反映储层微裂缝对渗透率的影响,以及不能很好地反映复杂的孔喉半径分布特征对渗透率的影响等问题。扎纳若尔油田碳酸盐岩储层孔隙结构复杂,且发育微裂缝,部分岩心的孔喉半径分布呈明显的多峰特征,岩心中发育的孔喉对渗透率均有贡献,不存在优势孔喉区域,而Swanson模型将毛管压力曲线拐点处对应的孔喉半

径作为岩心发育的优势孔喉半径,且忽略了孔喉半径分布呈双峰特征的岩心中发育的小孔喉对渗透率的影响,导致Swanson模型计算渗透率的误差较大。考虑孔隙结构复杂的碳酸盐岩岩心的孔隙度、歪度和分选系数对渗透率的影响,提出一种改进渗透率预测模型。对比分析改进渗透率预测模型与Swanson模型,发现改进渗透率预测模型对碳酸盐岩储层渗透率预测的精度具有明显提高;表明改进渗透率预测模型对于预测孔隙结构复杂的孔隙型碳酸盐岩储层渗透率具有一定适用性,但对于裂缝较发育储层,改进渗透率预测模型的适用性还需进一步深入研究。

参考文献:

[1] 安小平,李相方,程时清,等.不同方法获取渗透率的对比分析[J].油气井测试,2005,14(5):14-17.

- An Xiaoping, Li Xiangfang, Cheng Shiqing, et al. Comparative analysis for permeability acquired from different methods [J]. *Well Testing*, 2005, 14(5): 14-17.
- [2] 申本科, 薛大伟, 赵君怡, 等. 碳酸盐岩储层常规测井评价方法 [J]. *地球物理学进展*, 2014, 29(1): 261-270.
- Shen Benke, Xue Dawei, Zhao Junyi, et al. The logging evaluating method on carbonate reservoirs [J]. *Progress in Geophysics*, 2014, 29(1): 261-270.
- [3] 郭振华, 李光辉, 吴蕾, 等. 碳酸盐岩储层孔隙结构评价方法——以土库曼斯坦阿姆河右岸气田为例 [J]. *石油学报*, 2011, 32(3): 459-465.
- Guo Zhenhua, Li Guanghui, Wu Lei, et al. Pore texture evaluation of carbonate reservoirs in Gasfield A, Turkmenistan [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(3): 459-465.
- [4] 秦瑞宝, 李雄炎, 刘春成, 等. 碳酸盐岩储层孔隙结构的影响因素与储层参数的定量评价 [J]. *地学前缘*, 2015, 22(1): 251-259.
- Qin Ruibao, Li Xiongyan, Liu Chuncheng, et al. Influential factors of pore structure and quantitative evaluation of reservoir parameters in carbonate reservoirs [J]. *Earth Science Frontiers*, 2015, 22(1): 251-259.
- [5] 刘宏, 吴兴波, 谭秀成, 等. 多旋回复杂碳酸盐岩储层渗透率测井评价 [J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(5): 678-684.
- Liu Hong, Wu Xingbo, Tan Xiucheng, et al. Logging evaluation of permeability of multicyclic carbonate rock reservoirs in the Middle Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(5): 678-684.
- [6] 李扬, 刘波, 田昌炳, 等. 伊拉克 Y 油田上白垩统 Mishrif 组碳酸盐岩储层及其测井响应特征 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(6): 8-15.
- Li Yang, Liu Bo, Tian Changbing, et al. Carbonate reservoir characteristics and well logging responses of the upper Cretaceous Mishrif Formation: A case study of Y oilfield, southeast Iraq [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(6): 8-15.
- [7] 吕优良, 曹思远, 李永臣, 等. 塔里木盆地轮古地区奥陶系碳酸盐岩储层特征及表征技术 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2015, 34(2): 1-6.
- Lü Youliang, Cao Siyuan, Li Yongchen, et al. Ordovician carbonate reservoir features and characterizing technique in Lungu area of Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2015, 34(2): 1-6.
- [8] 李成, 郑庆华, 张三, 等. 鄂尔多斯盆地镇北地区长 4+5 储层微观孔隙结构研究 [J]. *石油实验地质*, 2015, 37(6): 729-736.
- Li Cheng, Zheng Qinghua, Zhang San, et al. Microscopic pore structure of the fourth and fifth members of the Yanchang Formation in Zhenbei area of the Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(6): 729-736.
- [9] 韩杰, 吴萧, 江杰, 等. 塔中 I 号气田西部鹰山组碳酸盐岩储层类型划分及储层连续性分析 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(1): 14-21.
- Han Jie, Wu Xiao, Jiang Jie, et al. Classification and continuity analysis on carbonate reservoir of the Yingshan Formation in the western Tazhong I gasfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(1): 14-21.
- [10] 陈丽祥, 牛成民, 李慧勇, 等. 渤海湾盆地渤中 21-2 构造碳酸盐岩储层发育特征及其控制因素 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(2): 16-21.
- Chen Lixiang, Niu Chengmin, Li Huiyong, et al. Carbonate reservoir characteristics and its controlling factors in Bozhong21-2 structure, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(2): 16-21.
- [11] 韩杰, 洪涛, 朱永峰, 等. 轮古油田奥陶系潜山洞穴型储层发育特征及油气分布控制因素 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(5): 1-8.
- Han Jie, Hong Tao, Zhu Yongfeng, et al. Characteristics of Ordovician buried-hill cave reservoir and controlling factors of petroleum distribution of Lungu oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(5): 1-8.
- [12] 万云, 詹俊, 陶卉. 碳酸盐岩储层孔隙结构研究 [J]. *油气田地面工程*, 2008, 27(12): 13-16.
- Wan Yun, Zhan Jun, Tao Hui. Research on pore structure of the carbonate reservoir [J]. *Oil-Gas Field Surface Engineering*, 2008, 27(12): 13-16.
- [13] 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构 [M]. 北京: 科学出版社, 1986.
- Luo Zhetan, Wang Yuncheng. Pore structure of oil and gas reservoirs [M]. Beijing: Science Press, 1986.
- [14] Purcell W R. Capillary pressures—their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom [J]. *Journal of Petroleum Engineers*, 1949, 1(2): 39-48.
- [15] Thomeer J H M. Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure curve [J]. *Journal of Petroleum Engineers*, 1960, 12(3): 73-77.
- [16] Swanson B F A. A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressure [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1981, 33(12): 2 498-2 503.
- [17] Guo Boyun, Ghalambor A, Duan Shengkai. Correlation between sandstone permeability and capillary pressure curves [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004, 43(2): 239-246.
- [18] 肖忠祥, 肖亮, 张伟. 利用毛管压力曲线计算砂岩渗透率的新方法 [J]. *石油物探*, 2008, 47(2): 204-207.
- Xiao Zhongxiang, Xiao Liang, Zhang Wei. A new method for calculating sandstone permeability by using capillary pressure curves [J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2008, 47(2): 204-207.
- [19] 廖明光, 李仕伦, 谈德辉. 根据压汞曲线估算储集层渗透率的模型 [J]. *新疆石油地质*, 2001, 22(6): 503-505.
- Liao Mingguang, Li Shilun, Tan Dehui. Establishment of permeability estimation model for reservoir rocks based on mercury injection curve [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2001, 22(6): 503-505.
- [20] 廖明光, 李士伦, 付晓文, 等. 储层岩石渗透率估算模型的建立 [J]. *天然气工业*, 2001, 21(4): 45-48.
- Liao Mingguang, Li Shilun, Fu Xiaowen, et al. Establishment of reservoir rock permeability estimating model [J]. *Natural Gas Industry*, 2001, 21(4): 45-48.
- [21] Kolodzie S J. Analysis of pore throat size and use of the Waxman-

- Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado[C]. Texas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1980.
- [22] Katz A J, Thompson A H. Quantitative prediction of permeability in porous rock [J]. *Physical Review B*, 1986, 34 (11) : 8 179-8 181.
- [23] Pittman E D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection capillary pressure curves for sandstone [J]. *AAPG Bulletin*, 1992, 76(2) : 191-198.
- [24] Warren E A, Pulham A J. Anomalous porosity and permeability preservation in deeply buried Tertiary and Mesozoic sandstones in the Cusiana Field, Llanos Foothills, Colombia: Discussion [J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2002, 72(3) : 2-14.
- [25] Nelson P H. Permeability, porosity and pore-throat size—A three-dimensional perspective [J]. *Petrophysics*, 2005, 46(6) : 452-455.
- [26] Nooruddin H A, Hossain M E, Al-Yousef H, et al. Comparison of permeability models using mercury injection capillary pressure data on carbonate rock samples [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, 121 : 9-22.
- [27] 颜其彬, 陈明江, 汪娟, 等. 碳酸盐岩储层渗透率与孔隙度、喉道半径的关系 [J]. *天然气工业*, 2015, 35(6) : 30-36.
Yan Qibin, Chen Mingjiang, Wang Juan, et al. Correlation among permeability, porosity and pore throat radius of carbonate reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(6) : 30-36.
- [28] Li Chaoliu, Zhou Cancan, Li Xia, et al. A novel model for assessing the pore structure of tight sands and its application [J]. *Applied Geophysics*, 2010, 7(3) : 283-291.
- [29] 成志刚, 罗少成, 杜支文, 等. 基于储层孔隙特征参数计算致密砂岩渗透率的新方法 [J]. *测井技术*, 2014, 38(2) : 185-189.
Cheng Zhigang, Luo Shaocheng, Du Zhiwen, et al. The method to calculate tight sandstone reservoir permeability using pore throat characteristic parameters [J]. *Well Logging Technology*, 2014, 38 (2) : 185-189.
- [30] 刘洛夫, 朱毅秀, 熊正祥, 等. 滨里海盆地的岩相古地理特征及其演化 [J]. *古地学报*, 2003, 5(3) : 279-290.
Liu Luofu, Zhu Yixiu, Xiong Zhengxiang, et al. Characteristics and evolution of lithofacies palaeogeography in Pre-Caspian Basin [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2003, 5(3) : 279-290.
- [31] 高白水, 金振奎, 朱小二, 等. 哈萨克斯坦扎纳诺尔油田石炭系碳酸盐岩浅滩沉积模式及储层质量差异机理 [J]. *石油学报*, 2016, 37(7) : 867-877.
Gao Baishui, Jin Zhenkui, Zhu Xiaer, et al. Sedimentary model and reservoir heterogeneity of Carboniferous carbonate beach in Zanazor, Kazakhstan [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(7) : 867-877.
- [32] 刘洛夫, 郭永强, 朱毅秀. 滨里海盆地盐下层系的碳酸盐岩储集层与油气特征 [J]. *西安石油大学学报: 自然科学版*, 2007, 22 (1) : 53-58.
Liu Luofu, Guo Yongqiang, Zhu Yixiu. Reservoir characteristics and oil-bearing characters of the carbonate reservoirs beds in the pre-salt sediments of Pre-Caspian Basin [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition*, 2007, 22(1) : 53-58.
- [33] 方甲中, 吴林刚, 高岗, 等. 滨里海盆地碳酸盐岩储集层沉积相与类型——以让纳若尔油田石炭系 KT- II 含油层系为例 [J]. *石油勘探与开发*, 2008, 35(4) : 498-508.
Fang Jiazhong, Wu Lingang, Gao Gang, et al. Sedimentary facies and types of carbonate rock reservoir in Caspian Seashore Basin: A case from Carboniferous KT- II Member in Zahnanor Oilfield [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(4) : 498-508.
- [34] 窦文超, 刘洛夫, 吴康军, 等. 基于压汞实验研究低渗储层孔隙结构及其对渗透率的影响——以鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长7储层为例 [J]. *地质论评*, 2016, 62(2) : 502-512.
Dou Wenchao, Liu Luofu, Wu Kangjun, et al. Pore structure characteristics and its effect on permeability by mercury injection measurement: An example from Triassic Chang-7 reservoir, southwest Ordos basin [J]. *Geological Review*, 2016, 62(2) : 502-512.
- [35] 戴启德, 纪友亮. 油气储层地质学 [M]. 东营: 石油大学出版社, 1996: 79-98.
Dai Qide, Ji Youliang. *Petroleum reservoir geology* [M]. Dongying: University of Petroleum Press, 1996: 79-98.

编辑 邹澍滢