

气田开发

油藏数值模拟中油水相对渗透率曲线处理方法

张 枫¹, 王振升², 程 岩², 于凤梅³, 郝木水², 陈 红⁴, 孙卫刚²

(1. 中国石油大学, 北京 102249; 2. 中国石油大港油田分公司, 天津 300280;

3. 渤海钻探工程技术研究院, 天津 300280; 4. 渤海钻探第二录井公司, 河北 任丘 062552)

摘要:油水相对渗透率数据是油藏数值模拟输入的基础参数之一, 是模拟预测中影响产油量和产水量的重要参数。针对没有岩心资料的区域如何选用油水相对渗透率曲线的问题, 提出通过 FZI (Flow Zone Indicator, 流动层指数) 划分流动单元的方法, 通过绘制 RQI 与 ϕ_e 的双对数关系图, 判断研究目标区与取心样品区是否具有相似的影响流体流动的岩石物理性质, 从而决定油水相渗曲线的选用。该方法较全面地考虑了储层岩石内部孔隙结构、迂曲度、渗透率等参数对流体渗流能力的影响, 具有较好的应用效果。

关键词:数值模拟; 相渗曲线; FZI; 流动单元

中图分类号: TE132

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2010)05-0859-04

相对渗透率曲线是油、水两相渗流特征的综合反映, 是油藏数值模拟中影响油、水产量的重要因素, 是油田开发动态计算必不可少的基础资料。通常一个油藏开发初期会选择部分取心井岩样进行相对渗透率测定, 这些相对渗透率数据能够描述本区本层的渗流特征。但由于矿场取心受钻井速度、成本等因素的影响, 只能根据需要, 适当计划取心井及取心层位, 以最少的取心进尺控制整个区域^[1]。因此, 大部分构造单元和储层在油田开发过程中未获取取心资料。针对未取心区域, 如何选取并处理油、水相对渗透率曲线是一项重要但未被重视的工作, 因此, 这一问题值得探讨。本文在综合考虑油藏地质特点、储层物性和渗流能力的基础上, 提出了引入 FZI (Flow Zone Indicator, 流动层指数) 指标作为选用水油相对渗透率依据的方法。

1 流动单元的特征及流动层带指标法原理

1.1 流动单元特征

流动单元定义为一个在横向上和垂向上连续的储集岩体, 在这个储集体内, 影响流体流动的岩石物

理性质相似^[2]。流动单元是油藏描述的最基本单元^[3-4]。根据流动单元的定义, 流动单元的特征可归纳为: ①同一流动单元在垂向上具有一定的厚度, 平面上具有一定的分布范围^[5-6]; ②同一流动单元具有相似的岩石物理性质; ③同一流动单元具有相似的水动力学特征^[7]; ④同一流动单元具有相似的渗流特征、水淹特点和剩余油分布特征^[3,7]。

1.2 流动单元指标法原理

划分流动单元的方法很多。本文采用被国内外众多学者广泛应用^[8-11]的 FZI 指标作为评价储层的主要参数。

流动层指数 (FZI) 由 Amaefule 提出^[12], 是一个表征储层孔隙结构特征的参数。其计算公式 Kozeny-Carman 方程的表达式为:

$$K = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \quad (1)$$

式中: K 为渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; ϕ_e 为有效孔隙度, 小数; F_s 为孔隙形状系数, 无因次; S_{gv} 为单位颗粒体积的表面积, μm^2 ; τ 为孔隙介质的迂曲度, 无因次。

对式(1)进行变换后可以得到下式:

$$0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \quad (2)$$

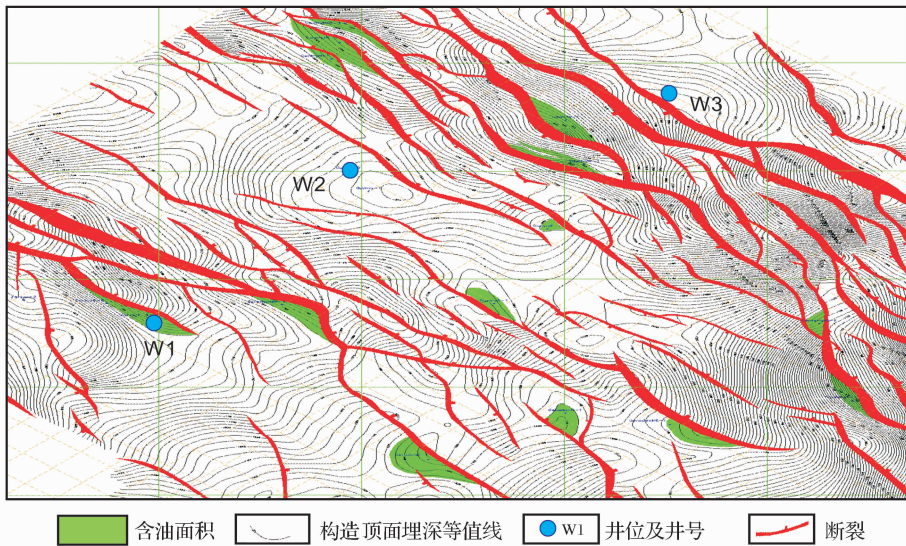


图1 含油构造及取心井分布

表1 岩心样品相渗曲线特征参数

井号	层位	束缚水饱和度 / %	残余油饱和度 / %	最大油相相对渗透率 / ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	最大水相相对渗透率 / ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	两相流动范围	驱油效率
W3	Y I	0.247	0.332	0.695	0.236	0.420	0.559
W2	Y III-2	0.247	0.218	0.608	0.105	0.535	0.711
W1	Y III-3	0.189	0.394	0.619	0.157	0.418	0.515

定义储层质量指标为:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} \quad (3)$$

定义标准化孔隙度指标 (ϕ_z , 即孔隙体积与颗粒体积之比):

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (4)$$

定义流动层带指标为:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (5)$$

将这些参数代入式(2)后两边取对数得:

$$\log(RQI) = \log(\phi_z) + \log(FZI) \quad (6)$$

式(6)说明,具有相同 FZI 值的储层样品,在 RQI 与 ϕ_z 的双对数关系图上成直线关系,具有不同 FZI 的样品为相互平行的直线关系。

储层相对渗透率对油、水两相渗流规律起到决定性的影响作用,而油水相对渗透率除受储层渗透率影响外,还主要受储层岩石的润湿性、流体粘度和束缚水饱和度等因素的影响^[13-18]。通常同一油藏储层岩石润湿性和流体粘度不会有较大变化,因此,油水运动规律的不同主要取决于储层的孔隙度、束缚水饱和度等参数。储层孔隙度是影响油藏初始油、

水分布的主要因素。岩心资料提供了影响孔隙几何形状的各种沉积和成岩因素的信息,反过来孔隙几何形状特征的变化可以用 FZI ,即具有相似流动特征的单元来表征。而 FZI 值储层表征方法,正是通过油藏品质指标 RQI 和孔隙体积/颗粒体积之比 2 个参数,采用聚类分析法来划分岩石物理相,进而划分流动单元的。因此,理论上,在 RQI 与 ϕ_z 的双对数关系图上,位于同一直线上的样品,具有相似的影响流体流动的岩石物理性质。

2 应用实例

某区域有取心井 3 口,分别为 W1 井、W2 井和 W3 井(图 1),该区域探明含油断块 14 个(绿色表示含油面积)。W1 井、W2 井在层位 Y III-2、Y III-3, W3 井在层位 Y I 分别取心,并对多块岩样均进行了油、水相渗试验,分层系归一化的相渗曲线,无论束缚水饱和度、残余油饱和度以及两相区范围等都有较大的区别(表 1,图 2,图 3)。14 个探明含油断块的含油层 Y I—Y V,主力含油层系为 Y III-2、Y III-3。因此,在数模过程中,对各断块各含油层系合理选用油、水相对渗透率曲线至关重要。

首先,采用上述方法,根据式(3)、式(5)分别统

计岩心样品以及各个含油断块不同含油层位的孔隙度、渗透率,并计算 RQI 、 FZI 值。

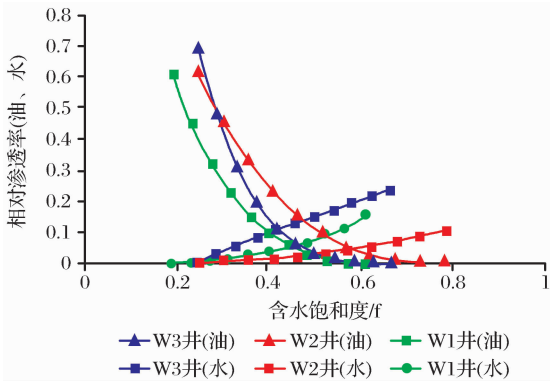


图 2 3口取心井样品归一化相渗曲线

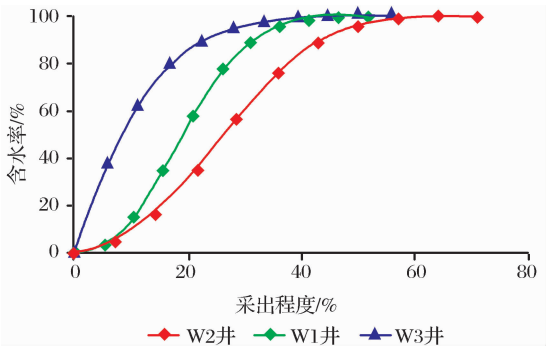


图 3 不同相渗开发趋势预测

表 2 岩心样品及各含油层位储层物性统计

层位	渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度 /%	RQI	FZI
Y I	121.50	0.17	0.85	4.31
Y II	253.90	0.19	1.32	5.63
Y III-2	525.00	0.21	1.56	5.81
Y III-2	950.00	0.23	2.04	7.03
Y III-2	564.00	0.21	1.65	6.39
Y III-2	1 931.83	0.26	2.73	7.98
Y III-2	2 903.10	0.27	3.24	8.66
Y III-2	796.44	0.22	1.88	6.60
Y III-2	1 266.06	0.24	2.30	7.47
Y III-3	444.59	0.20	1.47	5.80
Y III-3	448.55	0.20	1.47	5.72
Y III-3	134.32	0.17	0.89	4.43
Y IV	556.80	0.21	1.64	6.35
Y IV	167.85	0.18	0.97	4.54
Y V	1 077.27	0.23	2.16	7.36
Y V	1 219.00	0.23	2.27	7.48
Y V	420.91	0.21	1.42	5.50
Y III-2(W1井岩心样品)	450.38	0.21	1.44	5.31
Y III-3(W2井岩心样品)	1 164.52	0.24	2.20	7.09
Y I (W3井岩心样品)	86.39	0.28	0.56	1.46

其次,根据式(6),绘制 RQI 与 ϕ_z 的双对数坐标图(图 4)。如图 4 所示,不同断块不同含油层位的 RQI 与 ϕ_z 的双对数坐标图成一直线,只有 Y I

层位的样品远离这条直线,根据 FZI 流动层指数法原理,认为 Y I 层位的样品与研究区块各层位不具有相似的影响流体流动的岩石物理性质。因此,该样品不能用来代表研究区块 Y I 层位的渗流特征。

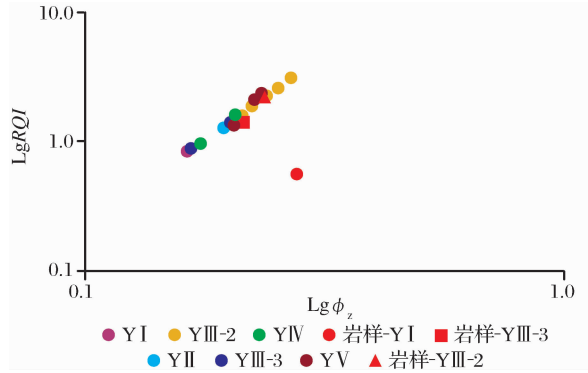


图 4 不同层位 RQI 与 ϕ_z 的双对数特征

3 结语

本文提出了通过 FZI 指数法判断不同研究区域油水相对渗透率曲线能否相互借用的方法。通过对研究区储层与相对渗透率样品储层 FZI 指数分析,详细介绍了该方法的使用。油、水相对渗透率资料是研究油、水两相渗流的基础,由相渗数据可分析油井产水规律,确定油、水在储层中的纵向分布,以及计算油井产量、水油比、流度比,驱油效率和油藏水驱采收率。但由于相对渗透率受储层岩石物性、流体物性、润湿性等多种因素影响,因此,未取心区块选用相渗数据时需考虑储层内部差异性对油藏流体分布和流动的影响。事实上,储集层的非均质性普遍存在于各类储层中。油田开发中存在的诸如层间干扰、单层突进、剩余油局部富集等现象都是由储层的平面和层间的非均质性引起的。因此,选用油、水相对渗透率资料时,更应该考虑研究区与资料所在区两者储层的岩性、物性、内部构建和渗流特征要相似。即流体流动特征相似的储集体单元,油、水相渗资料方可相互借用。

参考文献:

[1] Editorial Board of Handbook of Geological Logging for Drilling. Handbook of Geological Logging for Drilling[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991. [《钻探地质录井手册》编写组. 钻探地质录井手册[M]. 北京:石油工业出版社, 1991.]

[2] Hearn C L, Ebanks W J Jr, Tye R S, et al. Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Dra field, Wyoming[J]. Journal of Petroleum Technology, 1984, 36(9): 1335-1344.

[3] Mu Longxin, Huang Shiyun, Jia Ailin. New technologies of

- reservoir description[C]//Papers of Oil and Gas Development Technology of CNPC. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996:1-10. [穆龙新, 黄石岩, 贾爱林. 油藏描述新技术[C]//中国石油天然气总公司油气田开发工作会议文集. 北京:石油工业出版社, 1996:1-10.]
- [4] Ebanks W J Jr. Flow unit conception-integrated approach to reservoir description for engineering [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5):551-552.
- [5] Ti G M, Ogbe D O, Hatzignation D G. Use of Flow Units as a Tool for Reservoir Description: A Case Study [C]. SPE 26919, 1993.
- [6] Canas J A. Characterization of Flow Units in Sandstone Reservoir: La Cria Field, Colombia, South America [C]. SPE 27732, 1994.
- [7] Li Juan, Sun Songling. Current situation, problems and trend in the study of reservoir flow unit [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2006, 13(1): 17-19. [李娟, 孙松岭. 储层流动单元研究现状、存在问题与发展趋势[J]. 特征油气藏, 2006, 13(1):17-19.]
- [8] Jin Yanxin, Lin Chengyan, Zhao Li, *et al.* Discussions on FZI methodology in flow unit identification and discrimination [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(5): 130-131. [靳彦欣, 林承焰, 赵丽, 等. 关于 FZI 划分流动单元的探讨[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(5):130-131.]
- [9] Yin Taiju, Zhang Changming, Wang Shouping. Flow unit classification of Pu53 reservoir [J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(3): 298-301. [尹太举, 张昌民, 王寿平. 濮 53 块流动单元分类方法研究[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(3):298-301.]
- [10] Zhang Zhenhong, Qin Baiping, Lv Xiuxiang, *et al.* Classification and geological meaning of the flow unit of the Chang 1 reservoir in Ding 31 well area of Youfangzhuang oil field [J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(1):40-43. [张振红, 秦百平, 吕修祥, 等. 油房庄油田定 31 井区长 1 油层组流动单元的划分及其地质意义[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(1):40-43.]
- [11] Yuan Caiping, Yao Guangqing, Xu Sihuang, *et al.* Review on fluid flow unit in oil & gas reservoirs [J]. Geological Science and Technology Information, 2006, 25(4): 21-25. [袁彩萍, 姚光庆, 徐思煌, 等. 油气储层流动单元综述[J]. 地质科技情报, 2006, 25(4):21-25.]
- [12] Amaefule J O, Altunbay M. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals Well [C]. SPE 26436. The 68th Annual SPE Conference and Exhibition. Houston: SPE, 1993:205-220.
- [13] Honarpour M, Koederitz L, Harvey A H. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs [M]. Boca Raton, FL, USA: CRC Press Inc., 1986.
- [14] Zeng Ping, Zhao Jinzhou, Li Zhiping, *et al.* Experimental study concerning the effect of temperature, effective stress and water saturation on the permeability of tight sandstone [J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(1): 31-34. [曾平, 赵金洲, 李治平, 等. 温度、有效应力和含水饱和度对低渗透砂岩渗透率影响的实验研究[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(1):31-34.]
- [15] Ma Zhiyuan, Gao Yawen. Reservoir Relative Permeability [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989. [马致远, 高雅文译. 油藏相对渗透率 [M]. 北京:石油工业出版社, 1989.]
- [16] Li Hui, Chen Song, Li Yunxiu, *et al.* The study of production mechanism using numerical simulation in Qianmiqiao buried hill condensed gas reservoir [J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(4): 315-317. [李辉, 陈松, 黎运秀, 等. 千米桥潜山凝析气藏数值模拟开采机理研究[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(4):315-317.]
- [17] Qin Baiping, Lv Xiuxiang, Zhang Zhenhong, *et al.* Numerical simulation study and development meaning of Chang 1 reservoir in Ding 31 well area of Youfangzhuang oil field in Ordos basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(5): 531-535. [秦百平, 吕修祥, 张振红, 等. 油气藏数值模拟及其对开发的意义——以鄂尔多斯盆地油房庄油田定 31 井区长 1 油藏为例[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(5):531-535.]
- [18] Yang Shenglai, Wei Junzhi. Reservoir Physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004. [杨胜来, 魏俊之. 油层物理学 [M]. 北京:石油工业出版社, 2004.]

Processing Methods for Relative-permeability Curves in Reservoir Numerical Simulation

ZHANG Feng¹, WANG Zhen-sheng², CHENG Yan²,

YU Feng-mei³, HAO Mu-shui², CHEN Hong⁴, SUN Wei-gang²

(1. China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Dagang Oilfield Company, PetroChina, Tianjin 300280, China; 3. Bohai Drilling Engineering and Technology Research Institute, Tianjin 300280, China;

4. Second Mud Logging Branch under Bohai Drilling Engineering Co. Ltd., CNPC, Renqiu 062552, China)

Abstract: Oil-water relative permeability is one of the most basic input data of the reservoir numerical simulation, and also an important parameter to effect produce of oil and water. In this paper, we discussed how to choose an oil-water relative permeability curve in the region with no core data. Here, FZI index (Flow Zone Indicator) as a standard was introduced to classify the flow unit. We draw the double logarithmic diagram of RQI and to determine whether or not the similar of petrophysical properties in target zones and core sampling areas existed to affect the fluid flow. If the petrophysical property for both areas is similar, then the relative permeability of samples can be used. The method can give more comprehensive information about reservoir porosity, permeability, and tortuosity to impact ability of fluid flow.

Key words: Reservoir simulation; Relative permeability; FZI; Flow unit.