

盘河断块区孔隙结构与驱油效率

熊敏^{1,2}, 王勤田²

(1. 中国矿业大学, 北京 100083; 2. 中国石化胜利油田有限公司临盘采油厂, 山东临邑 251507)

摘要: 盘河断块区位于惠民凹陷中央隆起带西部, 其沙河街组三段储层可分为4种孔隙结构类型。特高渗特大孔粗喉孔隙结构类型的储层在高含水期驱油效率最高, 模拟实验时可达70%~90%, 但在实际岩样中, 由于结构的非均质性, 驱油效率有所降低(40%~75%); 高渗大孔粗喉孔隙结构类型的储层驱油效率较高, 一般为60%~80%; 中渗大孔中喉孔隙结构类型的储层驱油效率较低, 一般为40%~60%; 低渗中孔细喉孔隙结构类型的储层驱油效率最低, 一般为30%~50%。但是, 储层的孔隙系统并非由以上4种单一类型组成, 而是几种类型的复合。

关键词: 储层; 孔隙; 驱油效率; 盘河断块

第一作者简介: 熊敏, 男, 37岁, 高级工程师(博士生), 石油地质

中图分类号: TE313.7 文献标识码: A

盘河断块区位于惠民凹陷中央隆起带西部临邑大断层上升盘。在渐新世早期局部隆起背景下, 受NE向断层活动影响, 形成自西向东南节节下掉的古台阶。在主力油层沉积期, NE向断层越来越明显, 致使地层边降、边断、边沉积。东营组沉积时期, 区域性构造运动导致盘河构造处于相对上升阶段, 地层遭受剥蚀, 同时又产生一组EW向断层, 两组断层相互切割, 形成了复杂的断块构造^[1]。

盘河断块主力含油层系沙河街组三段, 含油面积15.6 km²。目前, 已进入高含水开发期, 层间、层内非均质严重, 动用不均衡, 剩余油分布不清, 保持稳产的难度越来越大。

1 孔隙结构

1.1 特征

常规薄片、铸体薄片、扫描电镜、图像分析和毛细管压力资料分析表明^[2~3]: 沙河街组三段储层储集空间多为原生孔隙, 其中以正常粒间孔为主, 薄片中心孔周围没有溶蚀痕迹。少量的次生孔隙由淋滤作用、溶解作用、交代作用及构造作用形成。次生孔隙类型有溶蚀孔洞、晶间微孔、裂缝及层间缝。孔隙形状多以三角形和四边形为主, 其次为条形和不规则状。每个孔隙有3~4条喉道与之相连。喉道类型以片状、缩颈状为主, 部分呈弯曲片状。

1.2 类型

根据大量取芯井样品的压汞曲线、薄片、扫描电镜照片等资料分析, 结合岩性及储层物性资料, 沙河街组三段储层孔隙结构分为4种类型(图1)。

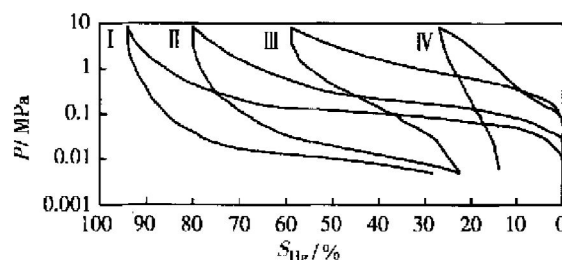


图1 不同孔隙结构类型的压汞及退汞曲线
Fig. 1 Intrusive and withdrawal mercury curves of different pore structures

I类为特高渗特大孔粗喉孔隙结构类型, 以细砂、粉细砂岩为主, 颗粒分选好, 压实程度弱, 大都为点状接触, 孔隙度大于33%, 渗透率一般大于 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙半径主要集中于11.6~29.3 μm 之间, 约占50%, 近似正态分布, 相对较均质, 喉道直径平均10 μm 。

II类为高渗大孔粗喉孔隙结构类型, 以细砂、粉细砂岩为主, 孔隙度一般为30%~33%, 渗透率为 $500 \times 10^{-3} \sim 1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙半径主要集中于11.6~18.5 μm 之间, 约占40%, 呈正态分布, 相对较均质, 喉道直径为5~10 μm 。

III类为中渗大孔中喉孔隙结构类型, 以粉砂岩为主, 孔隙半径主要集中于7.35~18.5 μm , 约

占 53%, 但由于其粗尾和细尾部分较多, 因其孔隙的均质性差, 孔隙间的连续性较好, 喉道直径为 2~4 μm 。

IV类为低渗中孔细喉孔隙结构类型, 主要分布于天然堤微相中, 以粉砂岩为主, 孔喉半径主要集中于 4.36~11.6 μm , 约占 30%, 细尾部分含量高, 呈细歪度。

2 驱油效率

2.1 微观实验

为了更好地了解形成剩余油的微观机制, 选取盘 2-232 井岩样进行微观孔隙结构分析和微观模型水驱油模拟实验。沙河街组三段储层主要孔隙结构参数由铸体薄片测试获得(表 1)。

表 1 微观孔隙结构参数
Table 1 Parameters of microscopic pore structures

样品号	平均等效圆半径/ μm	孔喉比	均质系数	平均配位数	平均面孔率/%
1	23.2	11.2	0.35	3.61	22.14
6	24.8	9.94	0.27	3.59	24.16
9	22.7	11.22	0.32	3.63	21.47
12	25.2	11.21	0.28	3.63	24.20

以上述薄片为基础制作微观模型, 进行微观模拟驱替实验。实验结果表明, 无水期平面波及范围主要集中在模型中形成的主流线周围, 侧向扩展较为有限, 波及效率不高。形成主流线之后, 注入水主要沿形成的主流线流动, 虽然注入速度成倍增加, 但平面波及面积仅增加不到 10%, 增长的幅度较小(表 2)。水驱油过程是驱动力与毛管

表 2 微观模拟驱替实验结果
Table 2 Results of microscopic oil displacement simulation test

实验编号	不同注水速度的波及面积比/%				
	无水期	0.1 ml/h	0.2 ml/h	0.4 ml/h	0.8 ml/h
PAN-1	26.91	36.16	37.11	38.47	40.33
PAN-2	30.11	41.62	43.85	47.47	48.48

力共同作用的过程, 由于微观模型孔隙表面的亲水性质, 毛管力作用对于驱油效率的提高是有利的一面。在无水期时, 水线推进是驱动力和毛管力共同作用的结果。但在模型中主流线形成之后, 注入水沿阻力比较小的孔隙(水淹孔隙)流动,

驱油效率的提高主要靠水洗作用。在未被水淹孔隙, 由于模拟油粘度较高, 驱替粘滞阻力较大, 毛管力的作用相对于粘滞阻力就显得较小, 所起作用亦十分有限, 这是驱替速度增加后, 波及面积增加不大的原因。

2.2 剩余油分布

在注水开发中影响水驱油效率的因素主要有 4 个: 岩石的润湿性、孔隙形态与孔隙尺寸、水驱油速度及水驱油流度比。对水驱油的方式、特征及效率起主控作用的是孔隙形态与孔隙尺寸的差异性, 即微观孔隙系统的非均质性。微观孔隙系统的非均质性导致了水驱油过程中剩余油的形成, 并导致了剩余油分布的分带性。为了更好地了解孔隙结构对剩余油的影响, 以压汞分析为基础, 分别作孔隙度、渗透率、孔喉半径平均值、排驱压力等参数与退汞效率的相关关系图(图 2~5), 退汞效率可以近似地看做驱油效率。当储层孔隙度相对较高时(25%~33%), 驱油效率随孔隙度的增加而增加, 当孔隙度特高时(大于 33%), 驱油效率随孔隙度的增加而有所减少(图 2)。由于孔隙度

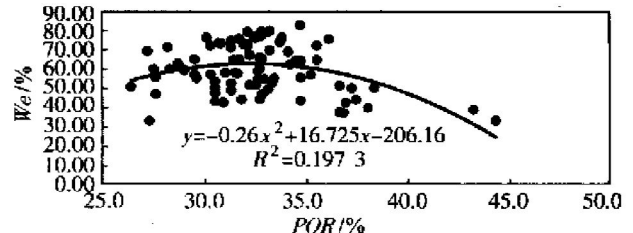


图 2 退汞效率(We)与孔隙度(POR)相关关系
Fig. 2 Relationship between invertive mercury efficiency and porosity

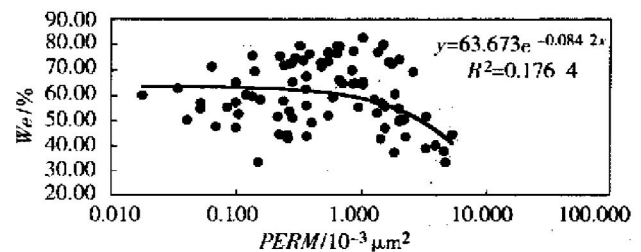


图 3 退汞效率(We)与渗透率(PERM)相关关系
Fig. 3 Relationship between mercury withdrawal efficiency and permeability

与渗透率、孔喉半径和排驱压力有较好的相关关系, 它们与驱油效率之间的变化规律是一致的。

2.2.1 I类储层

在这种孔隙结构中, 配位数往往比较大, 一个大孔周围有几个连通喉道, 在水驱油过程中, 水往

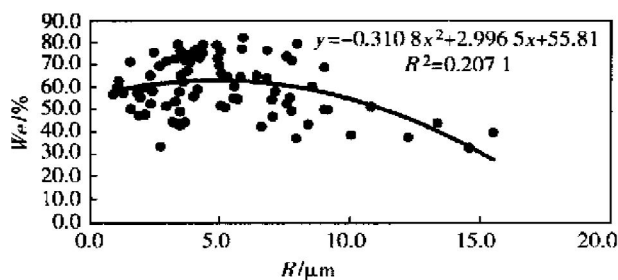


图4 退汞效率与孔喉半径平均值(R)相关关系
Fig. 4 Relationship between mercury withdrawal efficiency and average value of pore throat radii

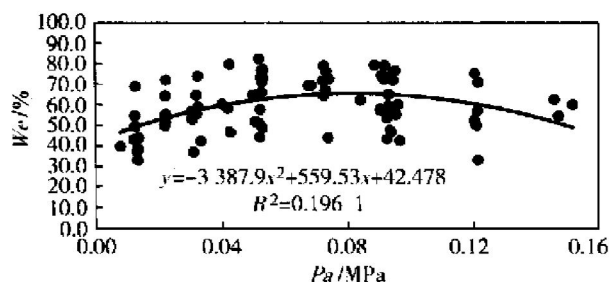


图5 退汞效率(We)与排驱压力(Pa)相关关系
Fig. 5 Relationship between mercury withdrawal efficiency and drainage pressure

往从多个喉道进入大孔。由于岩石润湿性不同, 剩余油分布和存在形式也不同。由于岩石亲水性, 水易沿大孔边缘浸入孔隙, 并从几个出口喉道流出大孔, 由于孔壁润湿性的微观差异, 造成注入水在亲水程度相对较弱的地方向孔隙中间凸出, 将油分割成油段或油滴, 剩余油以珠状或长棒状存在于孔隙中央或细长孔隙中, 而水则沿着已形成的水道渗流, 形成非活塞式水驱。随着注水倍数的提高, 孔隙中的油珠、油段或环状分布的剩余油越来越少, 因此, 高含水期这种孔隙结构中剩余油最少, 驱油效率最高, 一般为70%~90%。然而, 实际岩样中, 由于孔隙结构的非均质性, 在一部分小孔喉中存在较多的剩余油, 驱油效率一般为40%~75%。

2.2.2 II类储层

此类孔隙结构在水驱过程中, 由于岩石的亲水性, 在喉道部位自吸较强, 在喉道处为活塞式驱油, 水较易进入喉道。由于其孔隙结构较均匀, 驱油效率较高, 一般为60%~80%。

2.2.3 III类储层

此类孔隙结构的喉道配位数较大, 在水驱过程中, 由于岩石的亲水性, 在喉道部位自吸较强, 在喉道处为活塞式驱油, 水较易进入喉道。当驱

替水从进口喉道进入孔隙后, 未能沿孔隙壁驱赶原油, 而是很容易地从孔隙的出口或喉道口流出孔隙, 并形成从进口到出口的连接水相。在水相连接的喉道和孔隙驱油效率较高, 而在垂直于驱替方向的喉道, 水相难以进入, 剩余油多以凝块状富集在这些未形成连接水相的喉道和孔壁附近或以环状存在于孔壁周围, 驱油效率相对较低, 一般为40%~60%。

2.2.4 IV类储层

这种孔隙结构水驱方式为非活塞式, 由于孔隙体积较小, 孔壁对水的作用较强, 使水沿孔壁运动, 又有出口喉道的吸力, 使水尽快从进口到出口, 二力相合, 则使原油在驱替过程中易形成卡断, 导致驱油效率较低(一般为30%~50%), 剩余油含量较高。

以上为4种单一孔隙结构中的剩余油分布和形成机理, 但储层的孔隙系统往往是非均质的, 这种非均质也导致剩余油分布和形成机理的差异。在非均质性严重的孔隙网络中, 小孔隙包围大孔隙形成珠状、棒状剩余油, 当大孔隙包围小孔隙时则形成连片状剩余油; 而在较均匀的孔隙网络中为环状、残环状、珠状剩余油。小孔隙部分剩余油饱和度高, 大孔隙部分剩余油饱和度低。亲油孔隙中, 剩余油多呈环状, 油环厚度随水洗程度而变化, 水洗程度越强, 则油环越薄, 甚至呈残环状; 亲水孔隙中, 呈水包油状态, 剩余油呈珠状、棒状存在; 中性孔隙中, 剩余油分布介于二者之间。

3 结论

(1) 盘河断块区储层孔隙结构可以分为4种类型: 即特高渗特大孔粗喉结构、高渗大孔粗喉结构、中渗大孔中喉结构、低渗中孔细喉结构。

(2) 随着孔隙结构的变好驱油效率有增加的趋势, 但当孔隙度超过某界限(33%)后驱油效率随物性的变好而有所减少。这种反常现象可能与非均质性有关, 具体的微观特征和机理还值得深入研究。

参 考 文 献

- 1 信荃麟. 油藏描述与油藏模型[M]. 东营: 石油大学出版社, 1990
- 2 刘泽容, 张晋仁. 油藏评价和预测[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993
- 3 刘敬奎. 砾岩储层结构模态及储层评价探讨[J]. 石油勘探与开发, 1983, 10(2): 45~56

FORMATION OF NON-TECTONIC FRACTURES IN MUDSTONES IN GULONG DEPRESSION

Ding Wenlong¹ Zhang Bowen² Li Taiming³

(1. China University of Geosciences, Wuhan, Hubei; 2. China Petroleum Exploration and Development Corporation, Beijing; 3. Daqing Petroleum College, Qinhuangdao, Hebei)

Abstract: Gulong depression in Songliao basin is a major hydrocarbon generating area, where the mudstones have well-developed fractures and abnormally high fluid pressure. Some of these fracture reservoirs have produced commercial oil and gas. Drilling results reflect that the lateral distribution of these mudstone reservoirs in Cretaceous Qingshankou Formation is neither related directly to growth of faults, nor related to the fold curvature; the vertical distribution of these mudstone fracture reservoirs is not corresponding to the stress in the formation, too. These features indicate that fractures would not be the result of tectonic force. After modeling geological processes concerning the sedimentary burial history and the fluid generation, it is concluded that these mudstone fractures in Gulong depression are non-tectonic fractures, including the shrinking rocks caused by clay mineral dehydration and pressure boost fracturing caused by heating of hydrocarbon. And these fractures have continuously been developed and expanded further by fluid overpressuring during Mingshui period, and some new fractures have also been produced in this period.

Key words: fluid overpressure; non-tectonic fracture; Gulong depression; Qingshankou Formation

(Continued from Page 44)

PORE STRUCTURE AND OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY IN PANHE FAULT-BLOCK AREA

Xiong Min^{1,2} Wang Qintian²

(1. China University of Mining and Technology, Beijing;
2. Linpan Oil Production Factory in Shengli Oilfield, Linyi, Shandong)

Abstract: Panhe fault-block area is located in the western part of central uplift zone in Huimin sag. The pore structure of reservoir in the 3rd member of Shahejie formation can be divided into four types. The reservoir with super-high permeability, super-large pore and coarse throat pore structure has the highest oil displacement efficiency during the high water-cut stage; the simulation test can be as high as 70%~90%. However, the test run in actual rock sample, the oil displacement efficiency seem to be reduced (40%~75%), due to the non-homogeneous structure. The reservoir with high permeability, large pore and coarse throat pore structure has high oil displacement efficiency, which is usually 60%~80%. The reservoir with medium permeability, large pore and medium throat pore structure has relatively low oil displacement efficiency of about 40%~60%; and the reservoir with low-permeability, medium pore and fine throat has the lowest oil displacement efficiency, 30%~50%. However, the pore system in the reservoir does not consist of only one of the above-mentioned 4 pore structures, it is exactly the composition of several types of pore structures.

Key words: reservoir; pore; oil displacement efficiency; Panhe fault-block