

[引著格式] 张学磊, 胡永乐, 樊茹, 等. 复杂断块油藏微观孔隙结构对水驱开发的影响 [J]. 石油天然气学报 (江汉石油学院学报), 2015, 37 (1+2): 39~43.

复杂断块油藏微观孔隙结构对水驱开发的影响 ——以冀东高深南区为例

张学磊, 胡永乐, 樊茹, 沈楠 (中石油勘探开发研究院, 北京 100083)

张守良 (中石油勘探与生产分公司, 北京 100011)

[摘要] 冀东高深南区储层与同处渤海湾盆地的其他复杂断块油藏储层相比, 驱油效果较差。为研究微观孔隙结构对复杂断块油田驱油效果的影响, 以冀东高深南区为例, 对取心井样品所做的压汞试验、相对渗透率试验、驱油效率试验等进行了分析。结果显示储层为中孔、细中喉、不均匀型孔隙结构, 证实高深南区储层孔隙结构差, 非均质性强, 束缚水饱和度及残余油饱和度高, 驱油效率比其他渤海湾盆地复杂断块低 5%~10%, 且储层在注水后大孔道变大, 小孔道易堵塞, 客观上弱化了该类强亲水性油藏的注水开发效果。

[关键词] 复杂断块; 微观孔隙结构; 润湿性; 水驱开发; 冀东油田

[中图分类号] TE312 **[文献标志码]** A **[文章编号]** 1000-9752 (2015) 01+02-0039-05

冀东高尚堡油田南区沙河街组储层 (以下简称高深南区) 埋藏深度大, 目的层 3000~4000m, 有较强的压实作用, 致使原始孔隙遭受较大破坏, 原生粒间孔隙含量较低; 受沉积和成岩作用 (压实作用、胶结作用、交代作用、蚀变和溶解作用等) 影响, 孔隙度、渗透率、泥质含量以及粒度中值等参数在纵向上和横向上都存在明显差异, 层内和层间的非均质性强; 同时储层的泥质含量高, 应力敏感、水敏、速敏等敏感性较强, 微观孔隙结构对水驱油效率的影响较大^[1]。

冀东油田与大港油田、华北油田都位于渤海湾盆地, 以复杂断块油藏为主, 沉积时间大致在同一时期, 但冀东油田的标定采收率远低于同类油藏标定水平, 如渤海湾油田平均采收率为 29.3%, 港西油田达到 35%, 但高深南区综合标定采收率只有 12.01%, 差距明显。

造成高深南区深层开发效果差的原因很多, 如断层多, 注采系统难以有效建立; 纵向小层多 (高深南区 I~IV 油层组共 76 个小层), 渗透率级差大, 层间矛盾突出。这些矛盾可以通过井网加密重组、注采结构调整得以解决, 但除去人为因素外, 油藏本身也一定存在不利于提高采收率的因素。

笔者通过对渤海湾复杂断块冀东高深南区 (沙河街组岩心)、大港油田 B 区 (明化镇组岩心)、华北油田 C 区 (明化镇组、沙河街组岩心) 的取心井资料进行对比分析, 分析微观孔隙结构方面的共性与差异性, 寻找导致开发效果差异大的原因, 确定关键的影响参数, 指导下一步的开发调整。

1 高深南区与渤海湾盆地油藏微观孔隙结构比较

1.1 孔隙类型

普通薄片、扫描电镜观察及铸体薄片图像分析表明, 大港油田 B 区孔隙以原生粒间孔为主, 其次为次生粒间孔、颗粒裂缝及晶间微孔 (图 1)。而高深南区储层砂岩孔隙类型以次生孔隙为主, 原生孔隙为次, 主要发育粒间溶孔、粒内溶孔、颗粒铸模孔等, 粒间溶孔为主要孔隙类型 (图 2)。一般情况

[收稿日期] 2014-10-16

[基金项目] 中国石油天然气集团公司重大专项 (2011B-1103)。

[作者简介] 张学磊 (1983-), 男, 博士, 工程师, 现主要从事油气田开发规划及方案的研究, zhang.xl@petrochina.com.cn。

下，以次生孔隙为主的储层具有更强的非均质性。

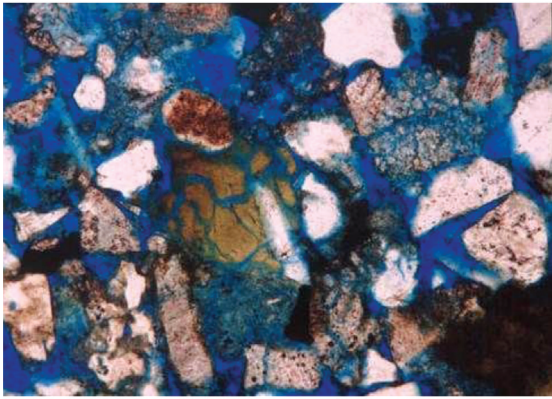


图1 原生粒间孔 (大港油田 X 井)

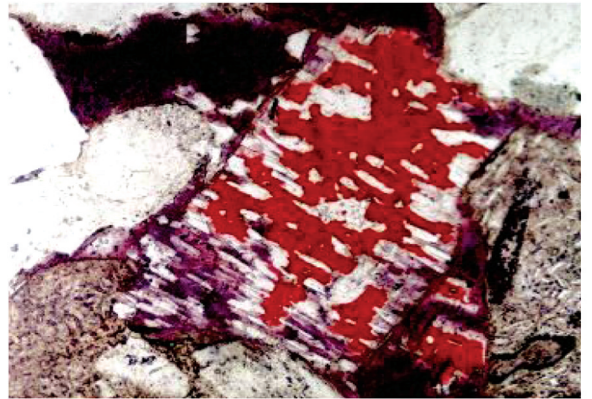


图2 粒间溶孔 (高深南区 Y 井)

1.2 毛细管压力曲线

油藏岩石的毛细管压力决定岩石中油气水的微观分布，并对油藏的驱油效率产生重要影响^[2]；同时还反映了岩石的孔隙大小、孔隙的分选性、毛细管滞后等储层岩石性质^[3,4]。

根据压汞资料，高深南区的排驱压力最高，达到 0.18MPa，储层类型为中孔、细中喉、不均匀型孔隙结构；大港油田 B 区的排驱压力较低，为 0.02MPa，毛细管压力曲线形态基本上呈粗歪度型，属于“中渗、高孔、细喉、较均匀型储层”；华北油田 C 区排驱压力为 0.04MPa^[5]，储层孔隙结构介于两者之间。由此可以判断，高深南区储层的储集性能不好，分选性差，物性也最差（图 3）。

1.3 相渗曲线

从 3 个油藏取心样品得到的相渗曲线看，高深南区的束缚水饱和度及残余油饱和度都相对高一些，分别为 34%、35%，两相共渗区只有 31%；等渗点饱和度几乎差不多，在 56% 左右。Morgan 等^[3,6,7]曾用不同孔隙结构的岩心做了一个相渗曲线的试验，得出高渗透、高孔隙砂岩的两相共渗区的范围大，束缚水饱和度低；低渗透、小孔隙砂岩则与此正好相反。根据 Morgan 等的理论，高深南区储层的两相共渗区范围要比华北油田、大港油田的小，所以储层的孔渗性能差，同时理论的水驱采收率低（图 4）。

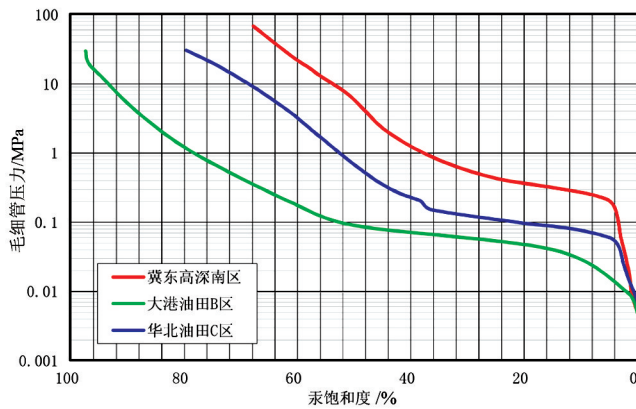
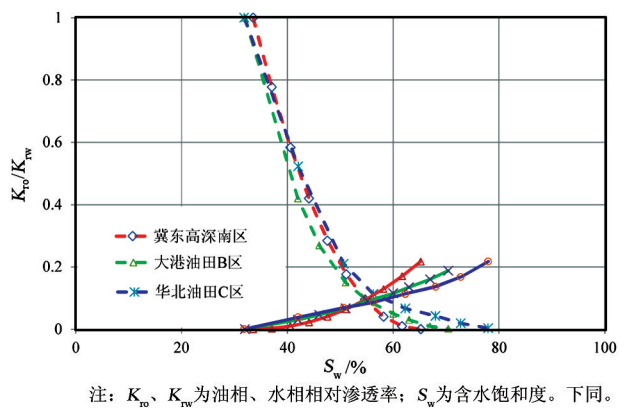


图3 毛细管压力曲线对比图



注：K_{ro}、K_{rw}为油相、水相相对渗透率；S_w为含水饱和度。下同。

图4 相对渗透率曲线对比图

1.4 驱油效率

水驱油效率是储层岩石、流体性质的综合反映，直接影响油藏的开发效果^[8]。根据行业标准 SY/T 6174—2005《油气藏工程常用词汇》中的规定，（水）驱油效率（oil displacement efficiency）指由天然的或人工注入的驱替剂（水）波及范围内所驱替出的原油体积与波及范围内的总含油体积之比。

实际操作中，人们一般通过直接测取注水孔隙体积倍数和采出油量，测到注入 30 倍孔隙体积来推断驱油效率^[9]。从渤海湾这 3 个断块油藏的岩心水驱油效率试验看，高深南区油藏的驱油效率为 45%，低于大港油田 B 区的 50% 和华北油田 C 区的 55% (图 5)。

1.5 润湿性

润湿性是岩石-流体性质的综合反映，一般认为润湿性、毛细管压力属于岩石-流体的静态特性，而相对渗透率属于动态特性。无论是动态还是静态特性，均与流体在岩石孔道内的微观分布和原始状态有关^[3,4]。

通常认为水湿性油藏的采收率要高于油湿性油藏的采收率，但对于中间润湿性的油藏，却研究甚少。Warren 和 Calhoun^[3,10,11] 通过研究认为，中间润湿性的岩石洗油效果最好 (图 6)。因为在这一条件下，油的连续性最好，岩石捕集油的能力最小。在强水湿系统中，水趋向于通过较小孔隙，从而使较大孔隙中的一些油被绕过，油的连续性相对较差。而在强油湿系统中，水有指进较大孔隙的趋势，同时也绕过一些油。相反，在中间润湿性的情况下，很少有水绕过和捕集的可能。

岩心的润湿性试验表明，高深南油藏储层的润湿性指数在 0.8 左右，属于亲水-强亲水，而 B 区块和 C 区块的润湿指数为 0.2~0.5 之间，尤其是 C 区块趋于中间润湿性。驱油效率的试验也证明 C 区和 B 区的采收率要高于高深南区油藏的采收率。

2 微观孔隙结构与注水的关系

高深南区注水开发多年，物性特征发生较大变化，注水开发前后的压汞试验表明，储层孔喉发生了较大变化。注水开发后，I 类储层样品数增加，II、III 类储层样品数减少 (表 1)。水洗后排驱压力显著降低，粗孔喉 (孔道) 明显增多，喉道 (孔道) 基本上是增大的。由图 7 可以看出，M 井 73 号样品排驱压力由注水前的 0.081MPa 下降到注水后的 0.038MPa，最大连通喉道半径由注水前的 9.161 μm 增加到注水后的 19.301 μm 。

表 1 高深南区注水前后储层孔隙结构变化统计表

储层分类	排驱压力 /MPa	中值压力 /MPa	最大进汞饱和度/%	最大连通孔喉半径/ μm	平均孔喉半径/ μm	中值孔喉半径/ μm	主要流动孔喉半径/ μm	占总样品比例/%	
								注水前	注水后
I 类	0.04	0.3	86.9	25.8	12.44	3.54	10.59~25.8	52.85	75.8
II 类	0.08	0.9	82.9	9.1	8.04	0.98	5.47~10.5	17.74	9.2
III 类	0.17	2.9	81.1	4.25	3	0.25	2.57~4.35	29.41	15

注水开发前后孔渗特征也发生了较大变化，注水开发后储层物性大部分变好，以 I 油层组为例，平均孔隙度由 17% 增加到 18%；渗透率由 81mD 增加到 191mD。扫描电镜下观察注水开发前后泥质含量发生了较大变化 (图 8)，注水开发后大的孔喉中泥质被冲刷，使得大孔喉 (孔道) 变大，小孔喉 (孔

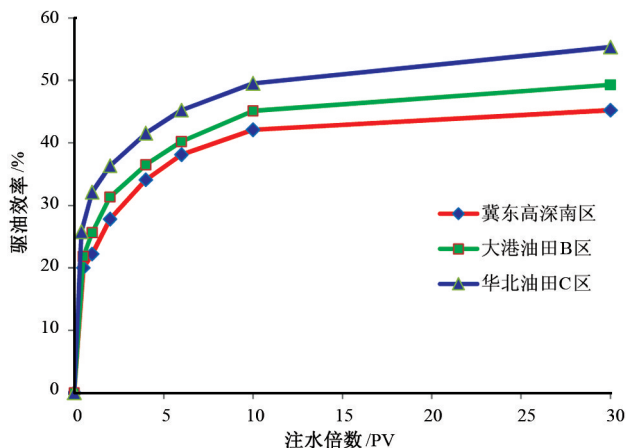


图 5 注水倍数与驱油效率关系图

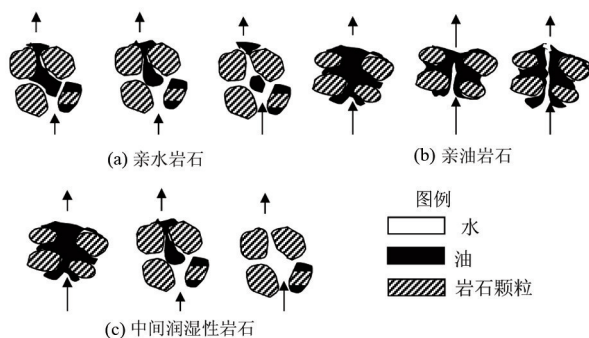


图 6 不同润湿性岩石水驱油效果示意图

道) 被堵塞^[12]。

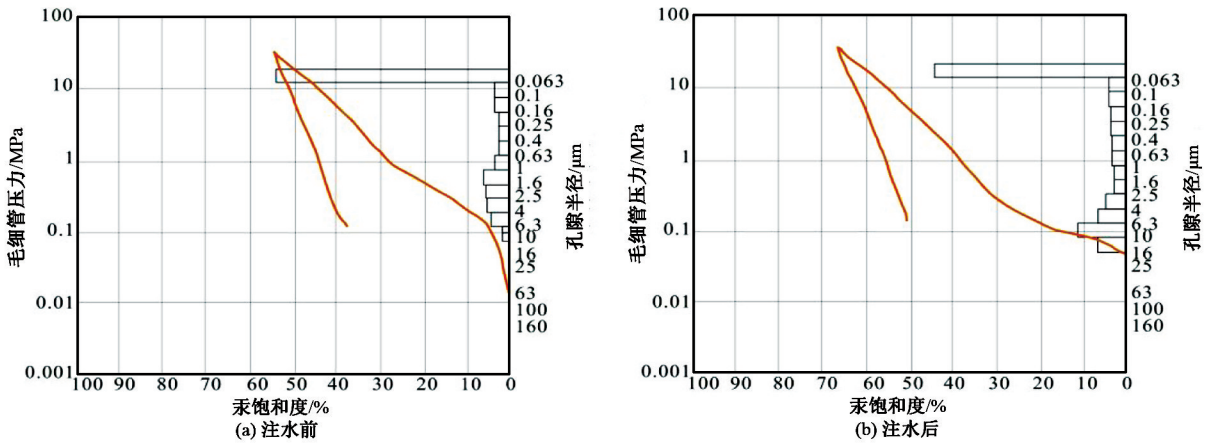
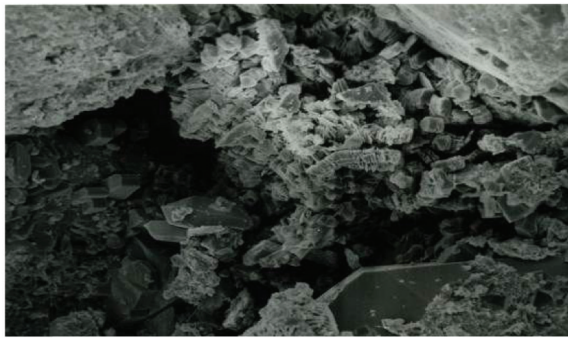
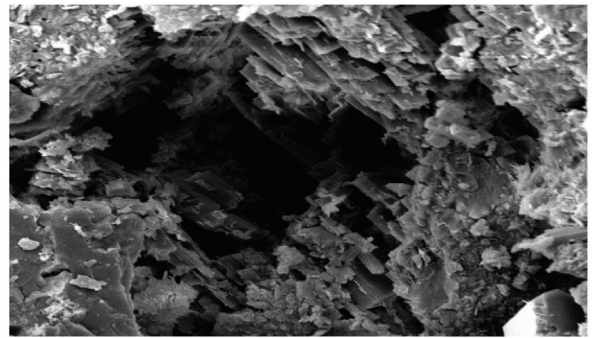


图7 M井73号样品水洗前后压汞曲线对比图



(a) 注水前, 高岭石($Es_3^{2+3} II 4$)



(b) 注水后, 高岭石($Es_3^{2+3} II 4$)

图8 扫描电镜下注水前后泥质含量变化

通过注水前后取心井样品(邻井, 同一层位)的分析, 发现其物性参数及相渗曲线也呈现出较明显的变化(图9)。

其他渤海湾盆地复杂断块油田(大港、孤岛)也出现了类似的物性变化, 储层非均质性增强^[13,14]。

3 高深南区驱油效果差的原因分析

3.1 非均质性

高深南区整体为中到大孔、细中喉、不均型孔隙结构, 排驱压力高, 分选系数和退汞效率低。孔隙类型以次生孔隙为主, 非均质性严重。

3.2 油藏的驱油效率不高

高深南区的岩心驱油效率只有45%左右, 低于其他渤海湾复杂断块油藏的水平。同时, 岩心的驱油效率是理想状态下的驱油效率, 实际油藏的驱油效率受非均质性的影响, 这是因为在储层波及范围内, 注水倍数差别很大。在平面上, 主流线上的驱油效率要高于注采边缘的驱油效率; 在纵向上, 注入水更容易沿着高渗透通道水窜, 造成其他层系的波及系数很小而高渗透率层水淹的状况, 存水率偏低,

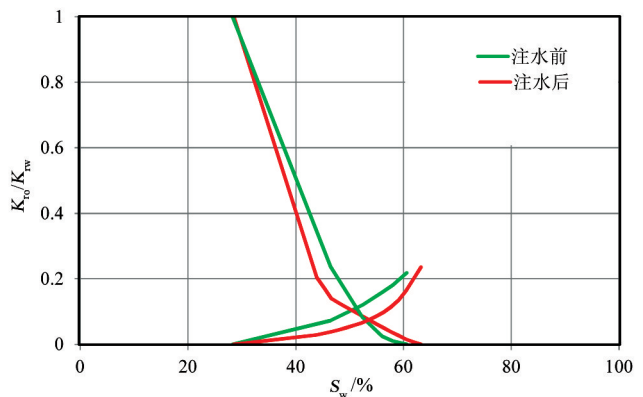


图9 注水前后相渗曲线变化

无效循环严重。

3.3 强亲水弱化水驱效果

高深南区油藏孔隙以次生孔隙为主，储集空间主要是基质大孔隙，且扫描电镜显示注水开发后呈现出大孔喉（孔道）变大，小孔喉（孔道）被堵塞的现象，表明微观非均质性在增强。同时，高深南区油藏储层的润湿性属于亲水-强亲水特性，所以根据 Warren 和 Calhoun 的研究，大孔道在一定程度上弱化了该类强亲水油藏的驱油效果。

3.4 黏土含量高

注水开发中，油气层中含量较高的蒙脱石等黏土矿物会吸水膨胀，产生蚀变，体积增大，使岩石结构发生变化，总孔隙度增大，有效孔隙度相对减小；在长期注水开采中，那些呈离散状附着在砂岩颗粒表面或占据粒间孔隙空间的黏土矿物（如高岭石）和泥质成分又可能被注入水溶解冲走，使得孔喉半径增大、物性变好，或者以蒙脱石为主的黏土矿物，容易吸水发生膨胀，在小孔道附近滞留，造成阻塞；再加上黏土矿物会造成储层的速敏、碱敏、应力敏感等其他敏感性，所以，黏土含量是影响高深南区油藏开发效果的不确定性因素。

4 结论

1) 与渤海湾其他复杂断块油藏相比，岩心试验（压汞试验、相渗曲线试验、驱油效率试验）和岩心薄片都显示高深南区的孔隙结构更差，驱油效率更低，非均质性更强。

2) 高深南区平面和纵向上非均质性严重，造成注入水冲刷的程度不同，主流线区域和高渗透通道的驱油效率高，其他区域驱油效率较低。

3) 高深南区油藏本身以次生孔隙为主，且注水前后大孔道变大，小孔道被泥质堵塞，非均质性明显增强，结合 Warren 等的研究成果，大孔道不利于强亲水油藏水驱油，造成整体开发效果不佳。

[参考文献]

- [1] 屈亚光, 刘月田, 汪国辉, 等. 高尚堡复杂断块油藏合理开发层系研究 [J]. 断块油气田, 2010, 17 (6): 741~744.
- [2] 李传亮. 油藏工程原理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2005: 55~58.
- [3] 何更生. 油层物理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 200~208.
- [4] Ahmed T. Reservoir engineering handbook [M]. Boston: Gulf Professional Publishing, 2001: 193.
- [5] 常磊. 留 69 复杂断块油藏开发研究 [D]. 青岛: 中国石油大学 (华东), 2012.
- [6] Morgan J T, Gordon D T. Influence of pore geometry on water-oil relative permeability [J]. JPT, 1970, 22 (10): 1199~1208.
- [7] Necmettin M. Relative permeability measurements using Reservoir fluids [J]. SPEJ, 1972, 12 (5): 398~402.
- [8] 蔡忠. 储集层孔隙结构与驱油效率关系研究 [J]. 石油勘探与开发, 2000, 27 (6): 45~46.
- [9] 纪淑红, 田昌炳, 石成方, 等. 高含水阶段重新认识水驱油效率 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39 (3): 338~345.
- [10] Warren J E, Calhoun J C. A study of waterflood efficiency in oil-wet systems [J]. SPE409-G, 1954.
- [11] Calhoun J C. Fundamentals of reservoir engineering [M]. Oklahoma: University of Oklahoma Press, 1960: 18~20.
- [12] 王群一, 毕永斌, 修德艳, 等. 复杂断块特高含水油田储层及渗流规律研究 [J]. 特种油气藏, 2013, 20 (4): 70~73.
- [13] 郭莉, 王延斌, 刘伟新, 等. 大港油田注水开发过程中油藏参数变化规律分析 [J]. 石油实验地质, 2006, 28 (2): 85~89.
- [14] 李继红, 曲志浩, 陈清华. 注水开发对孤岛油田储层微观结构的影响 [J]. 石油实验地质, 2001, 23 (4): 424~428.

[编辑] 黄鹂