

靖安油田大路沟二区流动单元划分及合理性验证

张富美¹, 方朝刚², 彭功名³, 姚文礼⁴, 李 昆¹, 孙怀遐¹, 李宗毅¹, 闫国峰¹, 郭华粘¹

(1. 中国石油青海油田采油一厂, 青海 茫崖 816400; 2. 中国石油钻井工程技术研究院 江汉机械研究所, 湖北 荆州 434023; 3. 中国石化江汉油田测录井工程公司, 湖北 潜江 433100; 4. 长江大学 工程技术学院, 湖北 荆州 434023)

摘要: 为了提高油藏开发效果, 根据大路沟二区油藏的渗流特征, 采用岩性物性方法划分了流动单元, 并且用判别分析法、微观渗流实验法、生产动态法、井间示踪剂法、数值模拟法进行了合理性验证。研究区共分为A、B、C和D共4类流动单元, 不同流动单元分布的相位不同, 具有不同物性和微观渗流特征。综合验证结果表明, 研究区的产能特征、储层吸水状况及见水见效特征和剩余油分布规律, 与各流动单元的物性特征对应较好, 表明所划分的流动单元是合理的。B类和C类流动单元及几类流动单元结合的区域为剩余油富集区, 应作为调整挖潜的重点; 可以根据流动单元的水驱优先顺序组合, 决定注水调配原则。

关键词: 流动单元划分 剩余油 调整挖潜 合理性验证 大路沟二区 靖安油田

中图分类号: TE122

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)01-0044-04

靖安油田大路沟二区为典型的低孔低渗透油藏。自2002年开始, 以长6油层组为目的层, 采用菱形反九点井网, 按照超前注水方式投入开发, 截止到2010年12月, 油田综合含水率为44.1%, 含水率上升已成为影响自然递减的主要因素。由于储层裂缝发育, 早期见水及水淹井多, 日产量损失大, 储层物性差, 单井产量低, 低产低效井多; 水驱动用程度低, 侧向油井见效差。因而如何提高油藏的开发效果、提高单井产量, 成为目前工作的重中之重。

流动单元划分是精确评价储层和有效挖潜剩余油的首选途径^[1-12], 针对研究区储层裂缝发育、非均质性强的特点, 结合地质和开发特征, 进行流动单元的划分, 并且验证了其可行性, 对同类油藏的开发具有一定的借鉴意义。

1 地质概况

靖安油田大路沟二区位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡的中北部, 区域构造为东高西低的西倾单斜, 倾角小于1°。研究区内构造运动微弱, 仅在西倾单斜上发育了数排宽缓的鼻状隆起带及数个闭合度小于20 m的小幅度圈闭构造, 两者与砂岩上倾方向尖灭共同对油气富集起着重要的控制作用。研究区主力油层为长6油层组, 储集砂体为三角洲前缘亚相沉积。

大路沟二区长6油层组储层岩性主要为中—细粒长石砂岩, 其次为岩屑长石砂岩。陆源碎屑以长石为主, 平均含量为51.29%, 占陆源碎屑的58%; 石英平均含量为21.63%, 占陆源碎屑的24.46%。填隙物平均含量为11.15%, 其类型主要有粘土矿物、沸石、碳酸盐、硅质及少量的黄铁矿, 其中以粘土矿物中的绿泥石及沸石类中的浊沸石为主。主要孔隙类型包括粒间孔及溶蚀孔2类, 面孔率分别为2.37%和2.22%, 分别占总面孔率的50.86%和47.64%, 其中溶蚀孔主要为浊沸石溶孔及长石溶孔, 面孔率分别为1.34%和0.68%, 分别占总面孔率的28.76%和14.59%。岩心分析结果表明, 平均孔隙度为12.51%, 平均渗透率为 $0.918 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。压汞测试表明, 研究区油藏的非均质性较强。

2 流动单元划分

2.1 参数选取

研究区属于岩性油气藏, 物性及隔挡层等对储层渗流特征具有重要影响, 适合用岩性物性方法来划分流动单元, 而且此方法所需的孔隙度和渗透率等参数, 可以从岩心数据及测井曲线中获取, 具有可行性。根据三角洲前缘亚相的沉积特点以及现有资料, 考虑到参数的代表性和可操作性, 以及减少参数间相互影响, 结合研究区地质实际经验, 选

取渗透率和孔隙度作为划分流动单元的指标。

利用与孔隙度建立关系的方法来计算渗透率,从整体看,岩心分析的渗透率与孔隙度成正相关,即随着孔隙度的增大渗透率也增大,两者关系式为

$$\lg K = 0.1753\phi - 2.0526 \quad (1)$$

式中: K 为最终确定的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; ϕ 为孔隙度, %。

2.2 划分结果

选取17口取心井947个数据进行聚类以及判别分析。对各井的孔隙度和渗透率进行聚类分析,每一聚类组便为一个流动单元。结果表明,大路沟二区储层流动单元可分为A、B、C和D共4类(图1),具有不同的孔隙度—渗透率分布特征。A类流动单元孔隙度和渗透率最高,渗透率为 $3.25 \times 10^{-3} \sim 57.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $4.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度平均值为12.71%,存储性和渗透性最好;B类流动单元孔隙度和渗透率较高,渗透率为 $0.75 \times 10^{-3} \sim 3.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $1.19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度平均值为12.32%,存储性和渗透性较好;C类流动单元孔隙度和渗透率较低,渗透率为 $0.25 \times 10^{-3} \sim 0.75 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度平均值为11.55%,存储性和渗透性较差;D类流动单元孔隙度和渗透率最低,渗透率为 $0.065 \times 10^{-3} \sim 0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度平均值为10.56%,存储性和渗透性最差。

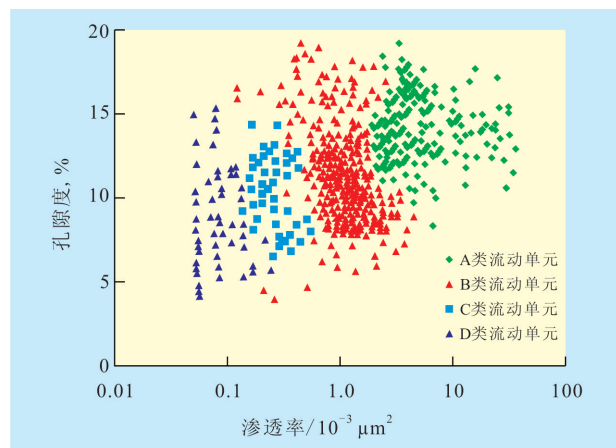


图1 大路沟二区取心井聚类分析结果

2.3 分布特征

分析流动单元平面分布与沉积微相的关系可知,A类流动单元多出现在水下分流河道的主体带上,岩石颗粒较粗,泥质含量较少,孔道连通状况好,孔隙度和渗透率均较高;B类流动单元分布的连片性较好,无论是在沉积相带上,还是在岩性和物性上,均常处于A类流动单元和C类、D类流动单元

之间;C类、D类流动单元多出现在河道侧缘上,岩石颗粒较细,且泥质含量较多,孔道连通状况差,孔隙度、渗透率较低。因此,同类流动单元出现的沉积相带相似,岩性、物性相似,流动特征也相似。同一沉积微相的不同位置岩性不同,其物性不同,渗流特征也不同,而同一沉积微相也可能存在多种类型的流动单元,加上成岩作用的影响,使流动单元在有些区域与沉积微相关系不密切^[1-3]。

3 合理性验证

3.1 判别分析法

对聚类分析结果进行逐步判别,得到A、B、C和D类流动单元的判别公式分别为

$$y_A = 3.87K + 23.463\phi - 16.389 \quad (2)$$

$$y_B = -6.982K + 16.893\phi - 14.734 \quad (3)$$

$$y_C = -18.958K + 13.137\phi - 19.551 \quad (4)$$

$$y_D = -27.291K + 7.762\phi - 29.479 \quad (5)$$

式中: y_A 为A类流动单元判别结果; y_B 为B类流动单元判别结果; y_C 为C类流动单元判别结果; y_D 为D类流动单元判别结果。

利用式(2)~式(5)对参与聚类分析的数据点进行验证,对比聚类分析结果,总体正判率达到92%,表明判别公式是可行的。对随机选取的100个数据点利用判别公式进行验证,A类流动单元的正判率为90.5%,B类的正判率为90.1%,C类的正判率为100%,D类的正判率为95.1%,平均正判率为91.4%,表明所划分的流动单元是合理的。

3.2 微观渗流实验法

取4块分别属于A、B、C和D类流动单元的样品进行水驱油实验,样品编号分别为81502943,81502944,81502945,81502946。实验结果表明:样品81502943的气测渗透率为 $2.829 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最终驱油效率为60.8%;样品81502944的气测渗透率为 $2.203 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最终驱油效率为54.77%;样品81502945的气测渗透率为 $1.795 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最终驱油效率为49.25%;样品81502946的气测渗透率为 $0.729 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最终驱油效率为42.01%。可见,A类流动单元物性优于其他3类,具有更高的驱油效率^[3]。

3.3 生产动态法

3.3.1 油井初期产能对比

油井投产以后,在开发的过程中,压力会在储层内重新分布,使产能发生变化。所以,油井初期

产能最能反映储层真实的渗流能力^[5]。

不同流动单元的单井产能存在差异。同一流动单元,在射开厚度相近、射开层位相同的情况下,由于投产时间不同,初期产能存在差异,总体趋势是投产时间越早,单井产能越高。为了保证对比的科学性,选取一批投产时间相同、射开厚度相近、射开层位为同一流动单元的油井,对其初期产能进行对比,发现A类流动单元的初期产能明显高于B、C和D类流动单元(图2),从而证明A类流动单元具有更好的物性。

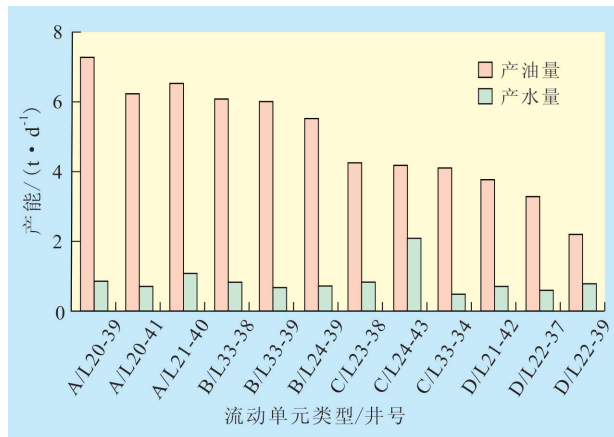


图2 不同流动单元的油井初期产能对比

3.3.2 储层吸水状况及见水见效特征

研究区历年吸水剖面统计结果表明,A类流动单元的吸水能力强,B类和C类流动单元的吸水能力较差。当同一口井属于不同流动单元的砂体同时射开并注水时,其吸水能力表现出明显不同,且随着时间的推移,差距也越来越大。因为各层吸水能力不同,造成注入水在各层推进速度不同。随着高渗透层渗流阻力越来越小,水都沿着高渗透层突进,高、低渗透层层间矛盾越来越大,最终可能导致出现低渗透层的水倒灌进入高渗透层的现象。在注水开发时,为减少吸水层段之间的相互干扰,提高水驱效率,建议注水井尽量同时射开同类流动单元^[1-7]。

由于流动单元平面展布特征对注入水的流动方向和流动速度的影响,使得平面上不同流动单元的见水见效特征不同。大路沟二区目前见效油井平均见效周期为11个月。其中,投产即见水的油井有50口,主要是高渗透带、裂缝发育所致,多属于A类流动单元;见效较晚或者见效后见水较晚的油井有180口,表现为产液量、产油量、动液面上升,含水率稳定后上升较慢,多为B类和C类流动单元,为目前的主力产油层;D类流动单元物性差,见水见效均

较晚,部分井投产18个月后才见效,但至今未见水。

根据生产动态特征及渗流机理,从见水见效特征以及试井资料分析,水驱方向沿各流动单元方向流动的见效优先顺序依次为:A—A,A—B,B—A,B—B,B—C,C—B,C—C,C—D,D—C,D—D。基本规律是物性好的流动单元,见水见效快。

3.4 井间示踪剂法

进行井间示踪剂实验,可得到注入流体的运动方向、推进速度、波及情况和储层非均质性等资料。从注水井L32-28井组看,对应的生产井包括L31-27,L31-28,L31-29,L32-27,L32-29,L33-27,L33-28及L33-29井;其中,L33-27和L32-27井属于A类流动单元,L31-27和L33-28井属于B类流动单元,其余为C类和D类流动单元。注水井目前注水量按34.8 m³/d计,从注入水分配情况可以看出,示踪剂监测的7口油井中,注入水分配极不均匀,其中L33-27和L32-27井为该注水井组中的主要受效井,分配给它们的水量占全部注入水的60%以上,注水波及系数为0.672;L31-27和L33-28油井为次要受效井,而L32-29和L31-29油井受效最差。该井组的生产井均见到示踪剂,说明各生产井与注水井相互连通。总之,从整个注入水分配情况来看,注入水分配严重不均匀,各生产井的受效、注入水波及效率也相差很大。总体的变化趋势与流动单元划分吻合。

3.5 数值模拟法

在精细三维地质建模的基础上,采用了斯仑贝谢公司的Eclipse2005a油气藏数值模拟软件进行油藏数值模拟,得到剩余油分布结果。

以主力油层长6₁²为例,对比剩余油分布与流动单元划分结果,平面上剩余油主要分布在物性差、注入水无法波及的区域和几类流动单元结合的区域,在被低级流动单元包围的高级流动单元中可能有剩余油存在。井间滞留的剩余油多分布在B类和C类流动单元。A类流动单元在平面上分布面积不大,但是由于物性好,注水波及效果好,剩余油饱和度相对比较低。D类流动单元分布面积小,动用程度低,含油饱和度也低^[1-3]。

以物性差、注入水无法波及的区域为例,注水采油过程中地下流体从注水井流向采油井形成主流线,当2口或多口采油井同时受1口注水井影响时,2口采油井之间即为分流区,注入水波及不彻底或较差,从而形成剩余油潜力区。例如,位于中部的L30-39与L31-39这2口采油井,同属D类流动单

元,物性很差,吸水能力弱。当周边的注水井注水前缘推进,却无法进入这2口井,水驱效果差,导致它们之间存在着含油饱和度很高的区域。结合剩余油分布与流动单元划分结果可以看出,B类和C类流动单元为剩余油的富集区,是调整挖潜的主要对象。

4 结论

靖安油田大路沟二区可分为A,B,C和D共4类流动单元,不同流动单元具有不同的物性和微观渗流特征,与沉积微相具有良好的对应关系。A类流动单元多出现在水下分流河道的主体带上,物性较好;C类、D类流动单元多出现在河道侧缘上,物性较差;B类流动单元在沉积相带上和岩性、物性上,均处于A类流动单元和C类、D类流动单元之间。

利用判别分析法、微观渗流实验法、生产动态法、井间示踪剂法和数值模拟法进行了流动单元划分合理性验证。结果表明,区块的产能特征、储层吸水状况及见水见效特征和剩余油分布规律,与各流动单元的物性特征对应较好,表明所划分的流动单元是合理的。

由于物性较差,注水波及效率低,井间滞留的剩余油多分布在B类、C类流动单元,以及几类流动单元结合的区域。B类和C类流动单元分布广,平面上连片性好,纵向上继承性好,是渗流能力和储集能力较强的流动单元,这2类流动单元内水线推进较均匀,采出程度相对比较高,是研究区主要的生产动用层系。若注入量和注入压差控制得好,会有较好的开发效果。

流动单元的水驱优先顺序组合决定了注水调

配原则。已经见效的井,要加强低一级流动单元的注水,提高水驱效率;未见效的井,加强高一级流动单元的注水,加大注水见效程度,以取得更好的开发效果。

参考文献:

- [1] 朱玉双,柳益群,赵继勇,等.华池油田长3岩性油藏流动单元划分及其合理性验证[J].沉积学报,2008,26(1):122-126.
- [2] 李阳.储层流动单元模式及剩余油分布规律[J].石油学报,2003,24(3):52-55.
- [3] 窦之林.孤东油田馆陶组河流相储集层流动单元模型与剩余油分布规律研究[J].石油勘探与开发,2000,27(6):51-53.
- [4] 郭长春.模糊数学方法在划分流动单元中的应用[J].油气地质与采收率,2010,17(5):32-35,45.
- [5] 史成恩,解伟,孙卫,等.靖安油田盘古梁6油藏流动单元的定量划分[J].石油与天然气地质,2006,27(2):240-243.
- [6] 刘仁静,刘慧卿,李秀生,等.砾岩油藏流动单元渗流特征及剩余油分布规律——以克拉玛依油田三3区克下组为例[J].油气地质与采收率,2009,16(1):30-33.
- [7] 王如燕,侯向阳,王明筏.流动单元在五3中低渗砾岩油藏的应用[J].天然气勘探与开发,2007,30(3):40-44.
- [8] 窦之林.储层流动单元研究[M].北京:石油工业出版社,2000:245-300.
- [9] 阎庆来,何秋轩.低渗透油田开发技术[M].北京:石油工业出版社,1994.
- [10] Ebank W J.Flow unit concept-integrated approach to reservoir description for engineering projects [J].AAPG Bulletin, 1987, 71(5):551-552.
- [11] Ti Guangming.Use of flow units as a tool for reservoir description: a case study[J].SPE Formation Evaluation,1995,10(2):122-128.
- [12] 唐海发,贾爱林,彭仕宓,等.湿地扇相储层流动单元评价与剩余油分布——以克拉玛依油田二中西八道湾组为例[J].油气地质与采收率,2009,16(4):24-26.

编辑 经雅丽

欢迎广大科技人员踊跃投稿