

王窑油田西部低渗透油藏正方形反九点 井网加密调整物理模拟

沈 瑞¹, 李兆国², 段宝江³, 朱圣举², 赵 芳¹, 刘 萍²

(1. 中国石油勘探开发研究院 廊坊分院, 河北 廊坊 065007; 2. 中国石油长庆油田分公司
勘探开发研究院, 陕西 西安 710018; 3. 中海石油能源发展钻采工程研究院, 天津 300452)

摘要: 王窑油田低渗透油藏开发多采用正方形反九点井网, 2009年在其西部开展了井网加密调整试验。为了评价试验区井网加密调整提高采收率的潜力, 进行了正方形反九点井网加密调整物理模拟。针对试验区地质特征, 通过对比孔隙度、渗透率、驱油效率和孔喉半径等参数, 选取与其物性相近的天然砂岩露头, 采用树脂封装制作大尺度物理模型开展水驱油实验。根据试验区实际加密调整时机和方式, 在水驱油实验过程中进行加密转注调整模拟, 研究井网加密调整对开发效果的影响。实验结果表明, 试验区经井网加密调整后, 提高采收率幅度约为4.97%, 若井网加密调整时机晚5 a, 提高采收率幅度则降低1.24%。因此, 试验区所在区块应尽早实施井网加密调整。

关键词: 低渗透油藏 正方形反九点井网 井网加密 物理模拟 王窑油田

中图分类号: TE348

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2014)03-0089-03

井网加密调整是针对低渗透油藏产油量不稳定所采取的有效措施。对此, 殷代印等做了相关研究, 认为原井网对砂体控制程度差, 未建立有效的驱动体系, 造成压力传导能力、油井生产能力、采油速度及采收率都低^[1-3]。而在井网加密调整后, 新、老油井产能提高, 地层压力上升, 采油速度加大, 自然递减减缓, 采收率提高, 从而提高了井网控制储量、水驱控制程度和水驱有效动用程度^[4-10]。笔者以王窑油田西部低渗透油藏井网加密调整区为研究对象, 选取与其物性相近的天然砂岩露头, 根据相似性设计并制作了大尺度物理模型, 进行了水驱油实验。

1 试验区地质概况

井网加密调整试验区位于王窑油田西部, 为东高西低的西倾单斜, 构造变化简单, 油气分布主要受岩性控制; 其沉积相类型为三角洲前缘亚相, 水下分流河道呈北东—南西向展布。王窑油田西部主力层位长6的水动力条件较强, 水下分流河道发育规模大, 多期河道砂体叠合连片。

研究区砂体展布明显受沉积微相控制, 顺河道

方向砂体呈条带状展布, 向河道两侧砂体减薄, 垂直河道方向砂体连片性差。试验区储层平均渗透率为 $2.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均孔隙度为13.3%, 平均油层厚度为11.4 m, 平均原始含油饱和度为56%。

2 井网加密调整物理模拟

2.1 物性对比

为了使物理模型的物性参数和孔喉结构特征更接近于试验区实际情况, 选取了长6天然砂岩露头, 测试其典型物性参数, 并与王窑油田西部低渗透油藏的物性特征值进行了对比, 从而进一步论证天然砂岩露头制作大尺度物理模型的可行性。

在选取的天然砂岩露头上钻取直径为2.5 cm的岩心柱, 分别进行孔隙度、渗透率、驱油效率、速度敏感性以及常规压汞等测试。

天然砂岩露头的孔隙度和渗透率与试验区的非常接近, 且基本无速敏; 天然砂岩露头的平均驱油效率为43.88%, 与王窑油田接近; 天然砂岩露头孔喉半径基本小于 $10 \mu\text{m}$, 其中喉道半径小于 $0.1 \mu\text{m}$ 的约占30%, 储层主要渗流通道的孔喉半径为 $0.1 \sim 4 \mu\text{m}$, 反映出低渗透油藏小孔细喉的特征(图

收稿日期: 2014-03-10。

作者简介: 沈瑞, 男, 工程师, 博士, 从事油气藏开发与数值模拟研究。联系电话: (010)69213314, E-mail: shenrui@126.com。

基金项目: 国家科技重大专项“低渗、特低渗油藏开发技术界限研究”(2008ZX05013-003)。

1),而且排驱压力、中值压力、喉道均值和分选系数等参数均处于I类或II类低渗透储层范围^[11]。因此,采用天然砂岩露头进行物理模拟实验能够较好地反映低渗透油藏的渗流特征^[12-13]。

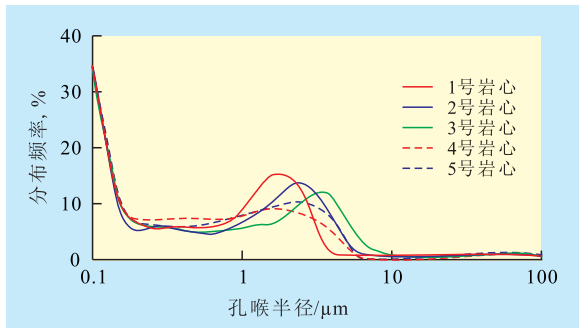


图1 孔喉半径分布频率

2.2 物理模型设计

2.2.1 模拟井网单元设计

试验区井多为1996—1998年投产投注,近似为300 m×300 m正方形反九点井网,井网密度为11.2口/km²,井排方向近东西向。试验区井网加密调整方式是在原注水井排与采油井排之间加密一排油井,原井网角井转注,井网密度由11.2口/km²增加到19.5口/km²(图2a)。

针对试验区实际情况,设计物理模型,同时遵循镜像反映法。物理模型要符合镜像反映原则存在2个难题:①模型井较多,为9口,实验难度增大;②模型的加密井位置与裂缝不在同一直线上,边界难以确定。为了尽量考虑人工裂缝的影响和实验的可操作性,设计模型时将裂缝顺时针旋转33.3°,模型尺寸为30 cm×30 cm×4 cm(图2b)。

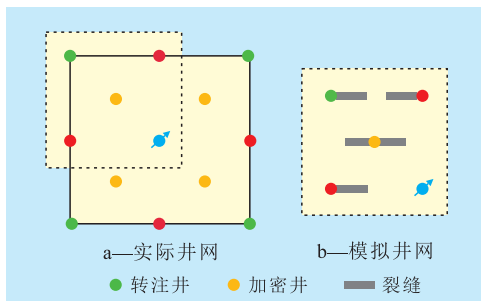


图2 王窑油田加密调整区实际井网与模拟井网

2.2.2 相似理论

相似理论是物理实验的基础,它可将影响现象发展的全部物理量适当地组合成几个无因次的相似准则,然后把这些相似准则作为一个整体来研究各物理量之间的函数关系。文献[11-12]采用方程分析法研究了大尺度物理模型水驱实验的相似理论,推导出16个相似准数^[14-15],从中选取无因次流

量、无因次时间和无因次压力等3个与水驱物理模拟相关的相似准数,来计算实验所需的流量、时间和压力。

2.3 模拟实验

1号模型的孔隙度和渗透率分别为13.5%和 $2.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,2号模型的孔隙度和渗透率分别为13.2%和 $2.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。2个模型孔渗差别不大,以保证实验数据对比分析结果的可靠性。

物理模拟实验流程由注入系统、模型本体、产出系统和测控系统4部分构成,实验初期只打开注水井、2口边井和1口角井。1号模型和2号模型分别进行井网加密调整,调整时机有所不同,1号模型为注入孔隙体积倍数为0.17时,2号模型为注入孔隙体积倍数为0.25时,2个模型都是角井转注,打开加密井。井网加密转注调整前的模型水驱采收率可根据水驱曲线法进行预测,从而与井网加密调整后水驱实验采收率进行对比,研究提高采收率幅度。

3 实验结果分析

将1号和2号模型水驱实验的采收率与井网加密调整区实际数据进行对比(表1,图3)可知,井网加密调整前,物理模型实验的采收率与井网加密调整区实际数据吻合程度较高,进一步论证了大尺度物理模型数据的可靠性;大尺度物理模拟结果表明:一次井网采收率约为30%,井网加密调整后平均水驱采收率为34.9%;井网加密调整后采收率上升明显,平均提高了4.97%。

模型编号	加密调整时机/孔隙体积倍数	一次井网采收率, %	加密井网采收率, %	提高采收率幅度, %	平均提高采收率幅度, %	模型采收率幅度之差, %
1	0.17	30.34	35.93	5.59	4.97	1.24
2	0.25	29.52	33.87	4.35	4.97	1.24

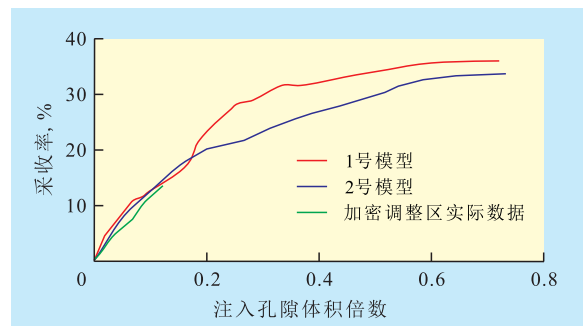


图3 现场及实验模型采收率对比

如果实施井网加密转注调整时机过晚,例如实验中的2号模型比1号模型晚实施井网加密调整0.08倍孔隙体积,根据相似性换算为现场时间约为5 a,最终水驱采收率将减小1.24%。因此,对于王窑油田西部井网加密调整区应尽早实施井网加密调整,井网加密调整时机过晚,水驱前缘将波及到加密井所在位置,造成加密井过早见水,甚至水淹,从而影响提高采收率效果。

4 结束语

所选天然砂岩露头的孔隙度、渗透率、孔喉半径、驱油效率等决定渗透率规律的参数与王窑油田西部低渗透油藏井网加密调整区接近,物理模拟的采收率变化曲线与王窑油田西部井网加密调整区的实际生产采收率曲线吻合较好,王窑油田西部试验区井网加密调整模拟提高原油采收率平均约为4.97%。如果井网加密调整时机过晚,水驱前缘将波及到加密井所在位置,造成加密井过早见水,影响井网加密提高采收率的效果;加密调整时机晚5 a时,提高采收率幅度将降低1.24%。

参考文献:

[1] 殷代印,季菊香,王国锋.新站油田井网加密调整方案的数值模拟[J].石油地质与工程,2008,22(2):57-59.

- [2] 王峰.低渗透油藏井网加密试验研究[J].特种油气藏,2006,13(3):60-62.
- [3] 胡玉伟.榆树林油田东16井区开发效果评价及井网加密调整研究[D].大庆:大庆石油学院,2009:46-49.
- [4] 张金铸.油藏特高含水期井网加密潜力评价新方法[J].油气地质与采收率,2013,20(5):96-98.
- [5] 王家宏.多油层油藏分层注水稳产条件与井网加密调整[J].石油学报,2009,30(1):80-83.
- [6] 胡伟,闫超,陈正涛,等.大庆油区杏六区中部油藏三次加密合理布井方式[J].油气地质与采收率,2013,20(6):73-75.
- [7] 张凤莲,韩令春,王晓达,等.低渗透油藏井网加密后产量递减分析方法[J].大庆石油地质与开发,2007,26(2):46-49.
- [8] 沈瑞,赵芳,高树生,等.低渗透纵向非均质油层水驱波及规律实验研究[J].油气地质与采收率,2013,20(4):94-96.
- [9] 覃建华,周锡生,唐春荣,等.克拉玛依砾岩油藏高含水区块井网加密潜力[J].新疆石油地质,2010,31(3):269-272.
- [10] 于洪文,郑兴范.大庆油田北部地区二次井网加密调整研究[J].石油勘探与开发,1992,19(4):52-60.
- [11] 李道品.低渗透砂岩油田开发[M].北京:石油工业出版社,1997:55-60.
- [12] 沈瑞,胡志明,熊伟,等.低渗透砂岩油藏水平井开发物理模拟研究[J].石油天然气学报,2009,31(5):112-115.
- [13] 沈瑞,高树生,熊伟,等.低渗透油藏压裂水平井生产动态物理模拟[J].重庆大学学报,2012,35(11):144-148.
- [14] 王家禄.油藏物理模拟[M].北京:石油工业出版社,2010:12-38.
- [15] Shen Pingping.Flow and transport of oil and water in porous media [M].Beijing:Petroleum Industry Press,2004:111-121.

编辑 王 星

(上接第88页)

- [9] 杨红斌,蒲春生,李森,等.自适应弱凝胶调驱性能评价及矿场应用[J].油气地质与采收率,2013,20(6):83-86.
- [10] 王苹,戴彩丽,由庆,等.抗剪切耐盐无机铝凝胶深部调剖剂研究[J].油气地质与采收率,2013,20(6):100-103.
- [11] 纪淑玲,彭勃,林梅钦,等.粘度法研究胶态分散凝胶交联过程[J].高分子学报,2000,14(1):65-68.
- [12] Smith J E.The transition pressure: A quick method for quantifying polyacrylamide gel strength[R].SPE 18739,1989:473-481.
- [13] Mack J, Smith J E.In-depth colloidal dispersion gel improve oil recovery efficiency[R].SPE/DOE 27780,1994:17-20.
- [14] Lu Xiangguo, Niu Jingang.Performance and evaluation methods of colloidal dispersion gels[R].SPE 59466,2000:2-3.

- [15] Ranganathan R, Lewis R, McCool C S, et al.An experimental study of the in situ gelation behavior of a polyacrylamide/aluminum citrate "colloidal dispersion gel" in a porous medium and its aggregate growth during gelation reaction [C].SPE 37220,1997:103-116.
- [16] 高宝国,滑辉,丁文阁,等.低渗透油田特高含水期开发技术对策——以渤南油田义11井区为例[J].油气地质与采收率,2013,20(6):97-99,103.
- [17] 张超,郑川江,肖武,等.特高含水期提液效果影响因素及提高采收率机理——以胜坨二区沙二段7¹-8¹单元为例[J].油气地质与采收率,2013,20(5):88-91.

编辑 刘北群