

特低渗油藏 CO₂ 气水交替驱的开发特征及对策

刘华^{1,2)}, 李朋²⁾, 赵军²⁾, 孙玉波²⁾

1) 中国石油大学(北京)石油天然气工程学院, 北京, 102249;

2) 中国石油化工股份有限公司东北油气分公司, 长春, 130062

腰英台油田位于松辽盆地中央拗陷南部的长岭凹陷, 属于中低孔、特低渗油田, 具有非均质性严重、储层裂缝发育及地层压力低的特点。为构造-岩性油藏, 主力油层为青一 II、青二 IV 砂层组, 埋深 1900~2400 m, 天然裂缝较发育。油井全部压裂投产, 监测表明人工裂缝方向主要为近东西向, 与地层主应力方向一致, 层间可动水分布普遍(高云从等, 2014), 压裂后投产初期平均含水率 61%。油藏含油饱和度 41%, 但原油性质较好, 地层原油密度 0.78 g/cm³, 地层原油黏度 1.91 mPa·s, 饱和压力 8.74 MPa。油田传统水驱见效低且指进严重, 不能满足研究区的开发要求。通过对实验区的 CO₂ 驱油开发研究得出了气窜是影响腰英台实验区产量的主要问题, 并针对这一问题提出了相应的开发技术措施, 为腰英台油田 CO₂ 驱油提供了实际的指导意义。

1 实验区概况

腰英台油田腰西区块位于位于西部低幅度构造带(王建波等, 2013)。油田主要含油层系为青山口组二段、一段及泉四段顶部, 属于河流-三角洲沉积体系(甘文军, 2013)。岩性以岩屑长石粉细砂岩为主, 少量长石粗粉砂岩, 分选性好-中等, 磨圆度较差, 为棱角-次棱角状。储集层平均渗透率 $1.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均孔隙度 12.1%, 发育东西方向天然裂缝, 具有较强的层内、层间非均质性。腰西区块 DB33 井区在 2010 年 4 月开展了 5 注 24 采的连续注入和 2 注 13 采的气水交替的 CO₂ 驱油先导试验, 截止 2014 年 11 月末, 累计注 CO₂ 21.91 万吨, 原油采出程度 12%。

2 实验区 CO₂ 气水交替驱开发特征

2.1 实验区自然递减明显减缓

低能、低液、特高含水是试验区水驱开发全过程的主要特征。试验区注水见效率低只有 42.5%, 指进型水井占 80%, 吨油耗水量 5.5 m³。实施 CO₂ 驱后, 驱油效率增加, 大幅动用了注入水通过的地带的毛细管束力的残余油, 和以薄膜状存在于岩石表面上的残余油。

原油地面黏度从水驱的 22 mPa·s 下降到气驱的 9.8 mPa·s; 原油全烃分析 C₄-C₁₃ 轻质组分明显增加, CO₂ 对本区原油具有较好抽提作用。见效井原油密度呈逐步下降趋势, 8 口明显见效井原油平均密度由注气前的 0.875 g/cm³ 下降到见气后的 0.869 g/cm³。腰英台油田天然裂缝 86% 全充填缝, 且 95% 方解石充填, 统计 14 口见气井, 注气后产出液化学元素明显变化表明(pH 值平均降低 1.6, HCO₃⁻ 离子平均增加了 1458 mg/L, Ca²⁺ 离子平均增加了 161 mg/L), 油藏压力下 CO₂ 溶解于水, 地层水酸性增强, 部分方解石得到溶解。

注气初期的监测表明, 注气注入能力明显强于注水, 4 口井注水 Hall 曲线斜率是注气的 1.5~2 倍, 3 口井吸气指示曲线斜率明显小于吸水指示曲线。注气过程中的监测表明, 油藏的注入能力明显提高, 对比注气初期, 12 口注气井中有 8 口随着的注入量增加, 油压降低。

实验区 12 口注入井, 累计注入段塞 91 个(注气段塞 48 个, 注水段塞 43 个), 单井注入段塞 4~11 个, 平均每口井的注入段塞 7.5 个。受控的 31 口油

注: 本文为中国石油化工股份有限公司油气开发重要先导项目(编号 KF-2010-18)资助的成果。

收稿日期: 2015-02-03; 改回日期: 2015-03-01; 责任编辑: 周健。

作者简介: 刘华, 男, 1971 年生。在读博士, 高级工程师, 油气田开发工程专业。Email: lh4861526@sina.com。

井中见效井 25 口, 见效率 81%, 见效失效次数 83 井次, 比水驱开发效果明显改善。与水驱相比, 试验区目前日增油 14.5 吨, 累增油 1.26 万吨。

2.2 气窜影响开发效果

气体沿平面裂缝、高渗条带突进影响油藏开发效果, 主要表现在: 波及系数低、各小层采出程度差异大, 试验区 CO₂ 组分波及程度 13.4%, 其中主力油层青一 II 1 小层波及程度 17.4%, 青二 IV 9 小层波及程度 14.1%。4 个砂层组以及每个砂层组不同小层之间采出程度差异大, 如青一 I 1 小层的采出程度 48.4%, 而青二 V 1 小层采出程度 0.2%; 油井见效明显, 但增油有效期短, 连续注气阶段, 15 口见效井 10 口井增油幅度超过 100%, 平均增油有效期 4 个半月。水气交替阶段, 27 口见效井中 20 口井增油幅度超过 100%。大部分井增油有效期 2~4 个月; 地层能量未能有效恢复, 驱油效率低, 试验区平均动液面 1729 m, 沉没度 52 m, 地层压力 16.3 MPa(原始地层压力 22.4 MPa); 采油井举升系统影响严重, 泵效及产量下降明显, 油井产量下降明显, 油井高含水, 见气后也加剧井筒管杆腐蚀。

3 改善开发效果的对策

由于 CO₂ 与原油之间的密度、粘度差异以及油藏的非均质性, 导致了 CO₂ 驱替过程气窜问题普遍存在。储层天然裂缝、人工裂缝发育, 储层非均质严重, 地层压力低, 加剧了 CO₂ 的气窜速度。针对本区储层倾角小, 地层相对平缓, 裂缝发育的特点, 建议首先从井网和注入速度上控制, 延缓气窜速度, 其次采取水气交替注入、CO₂ 泡沫驱技术达到防窜、封窜的目的。

3.1 层系井网优化

本区裂缝方向为东西向, 注气井网沿裂缝方向部署, 平面上按照行列井网, 排状注入的形式, 避免了沿裂缝方向上气体的快速突进; 纵向上以主力层为主, 对于射孔层位多的井采取分层注气, 均衡纵向注入剖面, 避免纵向上沿高渗透层快速突进。

3.2 合理注入速度

不同沉积微相渗透率差异大, 水下分流河道平均渗透率在 $12.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 而河道侧缘、河口坝等微相平均渗透率均在 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下, 这种平面上的物性差异导致注入 CO₂ 气极易沿物性好的高渗透条带气窜, 对应油井见效早、见气早, 有效期短。注入气推进方向主要是沿裂缝和储层物性好的河

道方向, 因此处于河道部位的注入井应适当调低注入量, 保持略低的注入速度以减缓气体的突进。

3.3 水气交替注入 (WAG)

水气交替注入是利用注入的水段塞来降低 CO₂ 在多孔介质中的流动, 是控制和减缓气窜的有效方式(赵明国, 2012)。建议对见效快的井(一年内见气且气量上升幅度大的对应注入井)可以采取气水交替注入, 在裂缝或者高渗透条带形成水墙, 抑制 CO₂ 气的气窜, 使 CO₂ 气从裂缝网络和高渗透条带转向进入低渗透层, 扩大波及体积。

3.4 CO₂ 泡沫调驱

CO₂ 泡沫具有与一般流体性质不同, 在高渗透储层比在低渗透储层能更有效的降低流度。本区非均质严重, 裂缝发育且目前地层压力低, 从前期开发效果分析, 层间吸水、动用差异大, 在 CO₂ 驱油过程中可以选用该方法调整注入剖面, 均衡驱替前缘, 减缓和控制气体的快速突进。

4 结论

腰英台油田 CO₂ 非混相驱先导试验中较好地利用了 CO₂ 的萃取、降黏、膨胀原油体积、增大地层有效孔隙等特点, 见到较明显的增油效果。特低渗强非均质性油藏, 水驱或气驱过程中均存在单层突进、平面指进现象, 但水气交替注入后短期内可有效提高波及体积, 有助于缓解气窜, 改善驱油效果; 注气转注水后产油量的增加幅度大于注水转注气后的, 水气交替注入过程中注水半周期的调整对气驱开发效果改善起主要作用。对腰英台油田 CO₂ 驱气窜问题, 建议首先从井网和注入速度上控制气窜, 其次可采取水气交替注入、CO₂ 泡沫驱达到防窜、封窜的目的。

参 考 文 献 / References

- 甘文军. 2013. 腰英台特低渗油藏改善注水开发效果实践与认识. 石油地质与工程, 27(1): 59~61.
- 高云从, 赵密福, 王建波, 宗畅. 2014. 特低渗油藏 CO₂ 非混相驱生产特征与气窜规律. 石油勘探与开发, 41(1): 79~85.
- 王建波, 高云从, 王科战. 2013. 腰英台特低渗油藏 CO₂ 驱油井见气规律研究. 断块油气田, 20(1): 118~122.
- 赵明国, 丁先运, 李金珠. 2012. 低渗透油田水/CO₂ 交替注入参数优选. 科学技术与工程, 12(27): 7068~7070.