

# 沙二9单元中低渗油藏压驱实践及认识

邢晓龙

(胜利油田胜利采油厂 山东东营 257051)

**摘要:** 油田中低渗油藏有24个单元,地质储量0.4亿吨,主要分布在沙二段下油组非主力层,沉积类型主要为三角洲相为主。与主力层系相比注水状况差、能量差,剩余油潜力难以充分发挥。中低渗透油藏储量占比7.8%,产量占比11.5%,是提效的重要方向。A区块沙二9单元属于中低渗油藏,水井“欠注、注不进”注入能力低,油井“低能量、低液量”采油速度低,常规降压增注、周期注水注采调整无法建立油水井间有效驱替。利用压驱注水技术通过高压、快速注入,解决了中低渗透油藏注水困难的问题,为均衡压驱过程压力均衡传导,实施流线差异化调整,开发效果得到明显改善。

**关键词:** 中低渗透;压驱注水;压力传导;差异化调整

## 1 油藏概况

### 1.1 单元概况

A区块断块沙二9单元东、南、北分别以9、7、5号大断层为界与T1断块、B区、T2断块相邻,边界断层均密封,西部与边水相接。T1沙二9单元含油面积1.41km<sup>2</sup>,地质储量99.5×10<sup>4</sup>t,油层平均有效厚度6.8m。构造是一个东高西低,中部抬起,向西开口的地堑式长条状构造,地层倾角3°~5°。内部断层3条,断距10~30m,边界断层4条,断距30~130m。内部及边界断层封闭性较好。物源2来自东北方向,为三角洲前缘亚相及前三角洲亚相沉积,主要微相类型有河口坝主体、河口坝侧缘以及前三角洲泥等。

**储层特征:** 单元储层以岩屑长石砂岩为主,颗粒分选中等,接触方式以线性接触为主,胶结方式以孔隙胶结为主,泥质含量9.7%。**流体性质:** 单元地面原油粘度123~1788mPa·s,地下原油粘度15~42mPa·s,地面原油密度0.92~0.96g/cm<sup>3</sup>,地下原油密度0.89~0.92g/cm<sup>3</sup>

3,原油分布具有顶稀边稠特点。原始地层水矿化度27050mg/L,地层水水型为CaCl<sub>2</sub>型,目前矿化度23600mg/L。水侵系数472m<sup>3</sup>/年.MPa,边底水不活跃。油藏特征:单元油藏中深2094~2276m,原始地层压力为21.5MPa,油层温度为81℃,饱和压力11.0MPa,地饱压差10.5MPa,目前地层压力为12.1MPa,地层总压降9.1MPa,属常温、常压系统。

### 1.2 开发现状及存在问题

目前开油井9口,平均单井日液9.9t,单井日油2.0t,含水80.1%,动液面1356m,开水井5口,平均单井日注23m<sup>3</sup>,累积注采比0.89,采油速度0.53%,采出程度13.2%。压驱注水技术是近破裂压力条件下注水,岩石应力增加,易形成大量的微裂缝;大液量快速注水条件下,天然裂缝开启,温度效应诱发大量微细缝;注入水渗滤进入基质孔隙,孔隙压力不断增加,孔隙尺寸增大,从而使地层吸水能力大幅提高,实现提高油井产能及油藏采收率的新技术,其在低渗透、特低渗油藏矿场应用中取得较好开发效果,开展压驱技术在中低渗透油藏研究及矿场实践。

## 2 压驱技术对策研究

### 2.1 精细地质研究

开展精细地质研究工作,建立三维地质模型。通过开展韵律层细分对比、微型构造特征、沉积特征、储层特征分析,建立地层模型、构造模型、属性模型,深化地质基础认识。针对性开展储层连通性、非均质性研究,井间地层对应性好,砂体发育稳定,沙二91(1)与91(2)韵律层间的夹层分布稳定,平面上注水井与构造高

部位存在相对低渗条带和相带差异。

### 2.2 剩余油潜力分析

加强油藏数值模拟,深化剩余油潜力认识。开展一体化压驱历史拟合,拟合结果较好。根据模拟结果,纵向上油层顶部、平面上井区南部剩余油较富集,平均剩余油饱和度51.2%。

### 2.3 优化压驱参数设计

优化压驱参数设计,提升注入有效性。井区储层连通性好,砂体厚度8.2米(5米~11米),自东向西逐渐变薄,平均渗透率102×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,含油面积0.62km<sup>2</sup>,地质储量41.2×10<sup>4</sup>t。压驱井区采用五点法井网,井距280m~450m,井网井距较为完善,井区油水井均没有压裂,油水井井筒状况较好。利用油藏工程方法及数值模拟方法,对注入总量、注入压力、注入速度、焖井时间和注入轮次进行充分论证,扩大水驱有效波及,减少水窜现象。注入总量设计:压驱井区累积亏空1.24×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>,恢复至地层压力系数达到1.2(25.8MPa),设计注入量为2.48×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>;注入压力及注入速度:中低渗透油藏为避免水线突进造成水窜,排量先小后大,阶梯升排量,近破裂压力条件注水;焖井时间:焖井时间按照压力扩散倍数计算,焖井时间在20~30天。压驱初期和中段注入2种不同微量元素示踪剂,油井开井以后分别计算油井见剂速度,描述不同方向介质传播速度差异。设计微地震注水前缘监测4次,监测裂缝方位及水驱前缘变化过程。每次监测时间8~24h,每次监测数据需3倍时间处理数据。

### 2.4 全过程跟踪调整

全过程跟踪调整,促压驱均衡驱替。压驱过程中跟踪油水井指标变化,及时实施水井压力管控以及油井差异化调整措施,次流线开井引流,主流线方向延缓开井,实现井区平面均衡驱替。压驱累计注入2.51×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>,平均排量0.66m<sup>3</sup>/min,注入压力控制在30~35MPa,压驱分四个阶段进行,通过差异化调整,压驱后井区4口井均见效。

### 2.5 数值模拟跟踪优化

加强数值模拟跟踪预测,指导调整方向。利用数值模拟跟踪地层压力、液相流量、饱和度等参数变化,模拟注入水前缘和压力传导变化,为压驱开井时间、开井顺序和差异化调整措施提供技术支撑。

## 3 压驱效果及认识

### 3.1 压驱效果

(1) 压驱注水能够形成微裂缝,大幅度提高注入能力,快速补充地层能量。

(下转第118页)

气体聚积,若没有相的变化即泵腔内的油在压力降低时无凝析气产生,则泵腔内的压力变化可根据气体的状态变化规律近似地表示为公式:

$$p_x = p_i [V_g / V_g + V_x]^\gamma \approx p_d [L_g / L_g + X]^\gamma \quad (1)$$

式中:  $p_x$  — 柱塞在上冲的 X 位置时, 压缩腔内的压力, MPa; X — 柱塞相对于上冲开始时的位置, m;  $p_i$  — 游动阀关闭瞬间, 压缩腔内的压力, 近似于泵的排出压力, MPa;  $p_a$  — 泵的排出压力, MPa;  $V_g$  — 在上冲开始, 当游动阀关闭时, 固定阀与游动阀之间聚积的气体体积, m<sup>3</sup>;  $V_x$  — 当柱塞在 X 位置时, 柱塞上行让出的体积, m<sup>3</sup>;  $L_g$  — 在上冲开始, 当游动阀关闭时, 固定阀与游动阀之间被聚积的气体有效长度, m;  $\gamma$  — 泵腔内气体的比热比定压比热与定容比热之比值。等温膨胀或压缩时, 气体的比热比  $\gamma=1$ ; 绝热膨胀或压缩时, 甲烷在大气压下,  $\gamma=1.303$ 。

### 3.2 含气油井的抽油泵泵效计算公式:

如果泵吸人处的气/液体积比即油气比是 m, 则抽油泵泵效为:

$$e = \frac{S_{eff} - L_b}{S(m+1)} = \frac{1 - (L_g/S)[(p_d/p_a)^{1/\gamma} - 1] - L_b}{m+1} \quad (2)$$

## 4 泵效分析

很明显, 由式 (2) 可看出, 要提高含气油井的抽油泵泵效, 需从以下几个方面做工作。

4.1 降低  $P_a/P_o$  比值。常规泵的排出压力 P 由下泵深度决定, 只有提高泵的吸人压力  $P_oP$ , 即增加泵的沉没度, 才会提高泵效。但随着沉没度的不断增加, 会增加刷气的产生, 即会加大玩, 所以有一个最佳沉没度; 另外, 随着沉没度的不断增加, 还会因冲程损失及

漏失的可能性增加而降低泵效。

4.2 加大冲程 S, 提高抽油泵的压缩比。降低冲次 n。随着冲次的降低, 泵腔内的压力变化速度就会减慢, 腔内从原油中分离出的溶解气就会减少, 坑和玩都会减小。同时, 每一冲程的排油时间就长, 油气在进泵前就会有较长的分离时间, 减少了进入泵腔的气体。

4.3 减小余隙容积。坐泵后, 要使游动阀与固定阀在冲程的下死点位置时尽可能接近而又不发生碰撞, 即坐泵后要提防冲距尽可能小, 从而提高抽油泵的压缩比。已定期放掉套管气。这有利于油套环空间并液溶解气的分离, 降低进入泵腔前并液的油气比, 从而提高泵效。但因气体释放不均匀易造成地层出砂。其他因素不变, 仅冲次调整可知, 油井冲次上调后泵效降低。

## 5 结束语

(1) 影响泵效的因素有气体的影响、漏失, 以及冲程损失。(2) 对油气比较高的油井来说, 目前分析的冲次调整油井影响泵效来说, 主要因素是气体影响造成。(3) 当冲次调整较小时 (小于 0.88), 气体影响不大, K 值接近 1; 当冲次调整较大时 (大于 1.4), 气体影响较大, K 值呈现下降趋势。(4) 油田调整参数油井井数较多, 提液增产成为一种增产手段, 因此合理调整泵效, 降低电耗和增产, 成为不可或缺的方法。

## 参考文献:

- [1] 时本庆. 浅析冲次对聚区抽油机井的影响[J]. 中国石油和化工标准与质量. 2017 (09)
- [2] 马庆. 不同泵径合理冲次调整界限确定[J]. 黑龙江科技信息. 2016 (13)

(上接第 116 页)

压驱后注入井吸水指数大幅上升、启动压力下降, 注入能力迅速提高。恢复常规注水后启动压力明显降低, 反映压驱产生微裂缝, 储层渗流能力提高。压驱注入分为压驱注入阶段、快速泄压阶段和缓慢降压阶段, 压驱前吸水指数 2.5m<sup>3</sup>/Mpa、启动压力 27MPa, 压驱后吸水指数 26.8m<sup>3</sup>/Mpa、启动压力 27MPa, 压驱后常规注水吸水指数 10.1m<sup>3</sup>/Mpa、启动压力 23.7MPa。综合破裂压力测试及微地震监测, 随着压驱进行, 微破裂逐渐生长, 在注水井附近形成裂缝带, 方向为北东 73°, 油井开井引流后裂缝生长方向偏转指向生产井。

### (2) 压驱压力传导具有明显方向性、差异性

压驱后低部位水平井 P2 油井响应快、近井距 T3 响应上升迅速快, 高部位基本稳定。

### (3) 压驱促地层能量快速回升, 水驱波及扩大

从液面恢复、井口压力、示功图显示及油藏数值模拟, 压驱后井区能量整体回升, 低部位压力明显高于高部位压力。压驱过程中差异化调整促使油井见效率提升, 高部位调参引流后 X199 初期单井日增油 9.9t, 低部位 X189 日增油 3.5t, P2 仍自喷生产, 开发效果改善明显, 截至目前累增油 1260t。示踪剂显示实际注入水波及方向与微地震监测方向一致, 结合引流使裂缝偏转, 表明压驱微裂缝是流体有效传递的关键。

### (4) 压驱后剩余油集中富集, 开发效果改善

随着注入水进入地层, 剩余油被推至生产井附近, 剩余油局部更加富集, 压驱后开发效果明显改善, 有效期预测投入产出比 1:1.72。

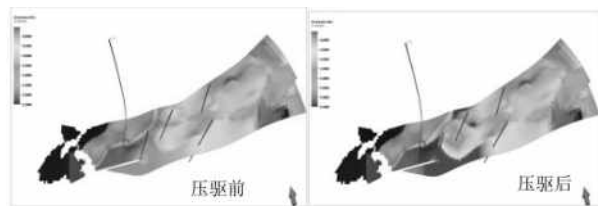


图 1 压驱前、后含油饱和度图

## 3.2 压驱初步认识

受构造、沉积方向、井网井距、非均质性、地应力等因素影响, 压驱造缝、井区见效差异较大, 该井组压驱实施过程中储层非均质性、注采井距占主导因素。A 区块沙二 9 单元实施整体压驱注入端多点轮注增加受效方向, 促进地层能量整体回升。下步深化提升压驱实践及认识, 压驱推广储量规模 1279 万吨 (井组 19 个、整体压驱单元 1 个), 促进油藏开发提质增效。

## 参考文献:

- [1] 姜瑞忠. 储层特征参数变化对油藏开发效果的影响. 油气田地面工程, 2005, 24 (4): P32-33.