

# 流压监测在东胜气田锦58井区的应用

罗 锐

中石化华北油气分公司采气二厂 内蒙古 鄂尔多斯 017400

**摘 要:** 东胜气田锦58井区位于盆地北缘沉积过渡带,属典型的低-特低孔、低渗-超低渗储集岩气藏,为进一步深化气藏认识,支撑气田后续的开发,加强动态监测,应用压力测试监测资料开展分析。流压监测资料应用于评价气藏储量动用情况,同时判断积液以优化泡排,但缺乏对数据资料的整合以探寻规律性的认识,通过探究发现,非积液井沿井筒压力梯度呈直线分布,积液并非直线分布,在积液处存在明显拐点,积液井根据不同流型的持液率不同,以流型为依据,利用持液率计算压力梯度,再根据日产气量划分积液程度。

**关键词:** 东胜气田锦58井区; 积液; 流型; 持液率; 压力梯度

## 引言

东胜气田位于鄂尔多斯盆地北缘伊陕斜坡与伊盟隆起两个构造单元结合处,属于典型的低-特低孔、低渗-超低渗储集岩气藏<sup>[1]</sup>,区内发育三条二级断裂带,构造复杂,主要开发锦30、锦58、锦66、锦72井区四个区块<sup>[2-3]</sup>。锦58井区位于盆地北缘沉积过渡带,古地貌变化大,沉积类型多样,气层深度在2900m-3300m,主力层位为盒1层、盒2+3层,目前低压低产,气井生产过程中有凝析油产出,地层压力消耗,自主携液难度大,积液井增多,稳产难度较大。

因此加强动态监测,充分应用压力、流体、产剖测试等动态监测资料,对地层压力保持水平、井筒流态变化规律、合采井分层产出特征、产出流体组分变化特征开展分析,进一步深化对气藏认识,用以支撑气田的合理开发至关重要。

东胜气田在2022年基本上实现了主力开发区块平面上的覆盖,纵向上兼顾。流压测试立足各井区主力开发层位,兼顾各层,基本实现井区、气藏全覆盖,监测结果显示流压监测总量明显提升,积液井增多。

## 1 流压监测资料的应用

流压监测的结果目前在东胜气田的应用有两方面:一方面是利用骨架井网持续监测井底流压数据,计算动态储量和泄气半径,落实气藏储量动用状况,为开发部署提供依据。另一方面是可以根据变密度界面,判断积液位置,从而以优化工艺排采措施。

### 1.1 评价气藏储量动用情况

利用骨架井网持续监测井底流压数据,计算动态储量和泄气半径;结合流动物质平衡法通过拟流压与累计产气量在拟稳态阶段变化规律,计算连续监测井动态储量和泄气半径。

### 1.2 判断积液,为排采工艺制度优化提供指导

利用流压梯度测试资料分析井筒流态变化规律,判断气井携液能力,及时优化泡排措施,辅助排液。JPH-346井2022年7月10日气举复产后生产不稳定,7月12日通过流压测试,气层中部流压10.6MPa,2207m存在变密度界面,气井积液严重。根据测试情况加注泡排35L/d,恢复稳定生产,目前油压4MPa,套压5.3MPa,日产气1.5万方,日产液8方,生产稳定。7月20日再次进行流压测试,井筒无积液。

## 2 流压监测资料对于积液判断的指示

流压监测逐年增加,涉及范围逐步扩大,资料储备逐渐充实,而对于监测资料的应用仍旧较为单一,分析方式总以单井的监测结果进行表面的数据分析,缺乏探索数据资料间彼此的相关性,判断为积液井宽泛得定义为积液,不能进行一个量化的界定,不利于开展针对性治理措施,因此利用大量数据寻找其中规律,对于探索积液井程度的划分变得至关重要。

选取锦58井区流压监测井共199口,其中无积液井97口积液井102口,对数据资料进行整理归纳;

### 2.1 无积液井

针对无积液井,沿井筒自上到下压力分布接近于一条直线,压力梯度变化小(图2-1)。

### 2.2 积液井

针对积液井,据图2-2沿着井筒由上到下,压力的分布具备规律性的趋势。由图可以得见,选取的五口积液井均在某一位置处存在明显的拐点,该点即为井筒积液的位置,该处油管内单位长度管段内液体体积(持液率)发了生改变,才导致了压力梯度的增大,气相流速较低的产水气井,持液率是井筒压力损耗的主导因素,气相流速降低,井筒持液率增高<sup>[4-5]</sup>。

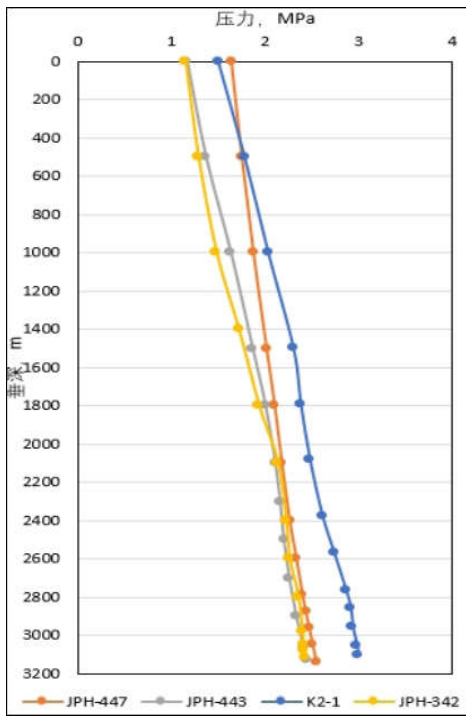


图2-1 无积液井沿井筒压力梯度分布图

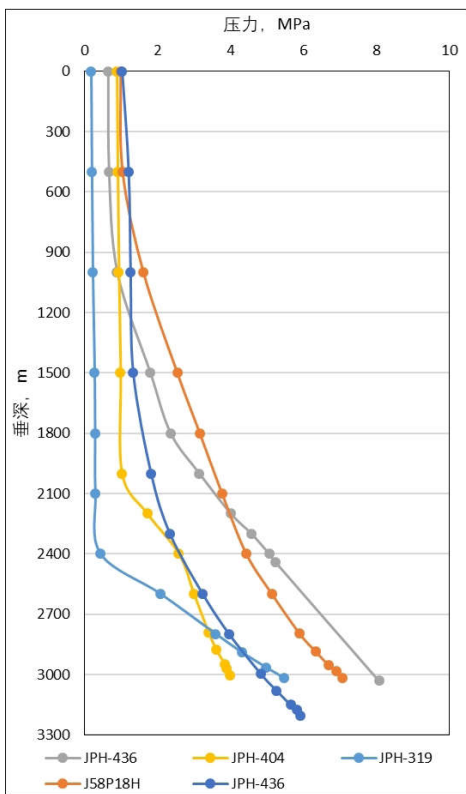


图2-2 积液井沿井筒压力梯度分布

沿井筒向下，气体流速逐渐降低，持液率发生变化，不同的持液率对应了井筒内液体的不同流型，而持液率的差异，才使得压力梯度变化的程度有明显差异，表现在各

拐点处压力梯度变化的趋势也存有差别，呈现出程度不同的转折幅度。井筒内由上到下根据持液率的差异，液体流态分为环雾流，搅动流，段塞流和泡状流<sup>[4]</sup>，越向下流型越差（图2-3），而在实际生产的过程中，积液最严重的部位通常是位于底部的泡状流。

因此，以流型此为依据，根据流型好坏来划分积液程度，沿井筒由上到下，积液程度由低到高，划分为四个积液等级，依次对应环雾流—不积液，搅动流—轻微积液，段塞流—积液，泡状流—严重积液。

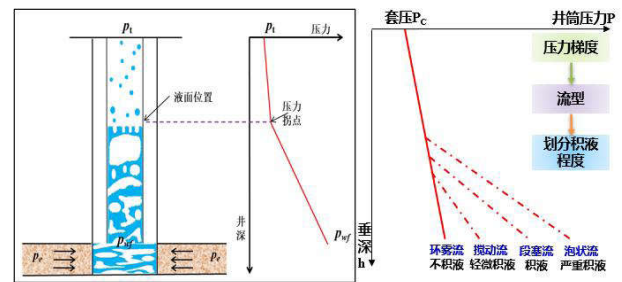


图2-3 积液井沿井筒压力梯度分布图例

可根据现有的压力监测资料无法进行定量得流型区分，即不能进一步区分积液程度，因此只能尝试将压力监测资料内的压力梯度与流型做以联系。据文献<sup>[4-6]</sup>，不同流型划分有各自的持液率范围，可以通过持液率来计算出不同四种流型对应的压力梯度范围，从而对压力监测结果对号入座。

通过持液率计算压降：

$$\Delta P = \rho_g (1 - H_L) gh + \rho_L H_L gh$$

$\Delta P$ : Mpa/100m;  $\rho_g$ : 气体密度, kg/m<sup>3</sup>;  $\rho_L$ : 液体密度, kg/m<sup>3</sup>;  $g$ : 重力常数, m/s<sup>2</sup>;  $H_L$ : 持液率 (%);  $h$ : 管柱高度 (100m)

得出四种流型的压力梯度范围，根据测试结果中积液井积液时的压力梯度可以由此区分积液程度，从而以不同流型适合的治理方式进行进一步的工艺治理。

但以积液时的压力梯度来分辨积液程度，情况局限，且必须是在进行了压力测试得到数据结果的前提下，对于泡排提前介入，预防积液情况并不具备指导效果，因此通过对锦58井区积液井积液时的压力梯度同积液前的日产量进行投点，制作出相关性模板，结果如图2-4。

在产气量小于0.4万方/天时，对应的压力梯度最大，在0.820-1.050Mpa/100m之间，此时为严重积液-泡状流；

在产气量0.4-0.8万方/天时，对应的压力梯度为0.330-0.820Mpa/100m，此时为积液-段塞流；

在产气量0.8-1.2万方/天时，对应的压力梯度为

0.195-0.330Mpa/100m, 此时为轻微积液-搅动流;

在产气量大于1.2万方/天时, 对应的压力梯度最小, 为0.008-0.195Mpa/100m, 此时为不积液-搅动流, 属于自主携液阶段;

由此图版, 以流型作为划分依据, 分别以日产气量0.4万方/天, 0.8万方/天, 1.2万方/天为界限, 通过日产气量划分井筒积液程度。

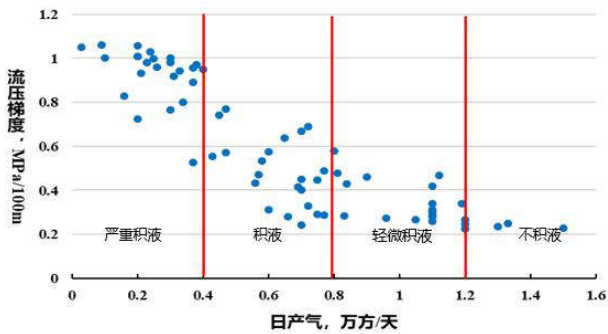


图2-4 产气量与压力梯度的关系

### 3 结论与建议

(1) 对于骨架井网进行流压监测, 利用资料数据计算动态储量和泄气半径, 落实气藏动用状况, 为开发部署提供依据。

(2) 无积液井压力沿井筒呈直线分布, 梯度小。

(3) 积液井压力沿井筒呈现非直线分布, 具明显拐点(积液点), 该处持液率变大, 气相流速变低, 流型变差, 底部积液严重, 以流型为依据, 根据持液率计算压力梯度, 划分积液程度, 再通过压力梯度找寻对应得积液前的日产气量, 从而以日产气量划分积液程度。

### 参考文献

- 【1】李阳.东胜气田锦66井区盒2+3段地层水特征及地质意义[J].石油地质与工程, 2019, 33(2): 59-63.
- 【2】荀小全.东胜气田盒1段地质特征及水平井储层改造对策[J].天然气技术与经济, 2019, 13(6): 34-39.
- 【3】李阳.东胜气田锦58井区下石盒子组致密砂岩气藏气水关系[J].天然气技术与经济, 2020, 14(3): 41-48.
- 【4】李闽,孙雷,李士伦. 一个新的气井连续排液模型[J].天然气工业, 2001, 21(05): 61-63.
- 【5】蒋曙光.临界流量理论分析判断井筒积液存在的问题探讨——以川东北气田为例[J].计量与测试技术, 2022, 49(06): 83-87.
- 【6】李波,王军磊,宁波等. 气井井筒温度、压力与积液综合预测模型[J].石油钻采工艺, 2014, 36(04): 64-70.