

不同含水油井合理生产压差分析与举升对策

周治兵

胜利油田鲁明公司临邑管理区

DOI:10.12238/jpm.v3i6.5019

[摘要] 边底水砂岩油藏在开发过程中,在无水采油期、油井临界产量等内容方面,有较多的研究,但却缺乏油井见水后合理生产压差的优化方法。本文在系统试井方法的基础上,将油藏作为研究对象,依据油井综合含水率上升的特点,将其分为几个阶段,并分析每个阶段中,含水上升率和生产压差之间的关系,从而确定在含水率的不同阶段,油井合理生产压差的优化方法。

[关键词] 边底水油藏; 生产压差; 优化方法; 含水上升率

中图分类号: TQ172.75 **文献标识码:** A

Analysis and lifting countermeasures of reasonable production pressure difference of different water-bearing oil wells

Zhibing Zhou

Shengli Oilfield Luming Company Linyi management area

[Abstract] In the development process of the side bottom water sandstone reservoir, there are many studies in the anhydrous oil production period, oil well critical production and other contents, but there is a lack of optimization method for reasonable production pressure difference after seeing the water. This paper, on the basis of the system well test method, takes the reservoir as the research object, according to the characteristics of the well comprehensive water content rise, it is divided into several stages, and analyzes the relationship between the water content rise rate and production pressure difference in each stage, so as to determine the optimization method of reasonable production pressure difference in different stages of water content.

[Key words] side bottom water reservoir; production pressure difference; optimization method; water content rise rate

引言

边底水砂岩油藏投入开发后,作为主要驱动能量之一的底水在驱动时分为托进和锥进两个过程。初期在油井产量较低、生产压差较小的情况下,由于油水重力差异,油水界面在油层中均匀、缓慢、大范围地向上托进,当托进到一定程度或生产压差达到一定程度时,水体只在井底附近以很小的波及范围向上锥进。其中生产压差是最为敏感而又最难以把握的因素之一。油井投产初期生产压差过大会导致水锥的形成,低含水期过大的生产压差会加速底水的锥进。在中、高含水期,生产压差过小又不足以驱动启动压力较大的中、低渗透带油层,特别是当储层非均质性较强及存在低渗透带、薄夹层时,这种影响会更加明显。

1 原有研究方法的缺陷

通过研究,发生底水锥进的主要原因是底水水体和油井井底流压之间的压力大于油水间的重力压力差。在整个研究过程中,开始只研究消锥方面的内容,然后又开始研究临界差量、水锥突破时间等内容;除此之外,也有关于预测底水驱油藏含水量

和油水界面移动等内容的研究。上述研究内容在研究过程中以建立数学模型为主,存在较多不足之处:假设的条件过于理想,没有充分考虑到油藏所在位置的地质特点。计算结果偏差大,难以具体到单井。目前常用的数值模拟技术,同样也难以具体到单井。系统试井方法则是通过改变油井的工作制度(调节生产压差),观察含水率变化规律(有时还须研究地层出砂等),从而确定一个较为合理的生产压差的研究方法。此方法操作较简便,常被现场采用。但此研究方法同样存在不足之处:如在同一个生产井中,不同阶段的含水率上升规律也会存在一定的差异,在达到最佳生产状态时,需要的生产压差也会不断变化,因此这并不适用于该生产井其他阶段的含水率变化情况;生产井中的油井构造、含油饱和度以及储层物质等内容存在一定的区别,单个井的储量不同,因此其见水时间、含水率上升速度等也有差异,因而所得结论并不能适用于法适用每一个井。

2 新研究方法的原理及方法

由于传统研究方法存在较多的问题,为有效解决相关问题,

可采用新的研究方法,具体思路如下:首先将油井作为研究对象,进行整体研究,比较同一油藏中的不同生产井,在同一含水阶段的实际情况;对于单井实际控制储量中的差异,要结合单井的含水上升具体情况,比较油井之间的差异。具体研究过程如图1所示。

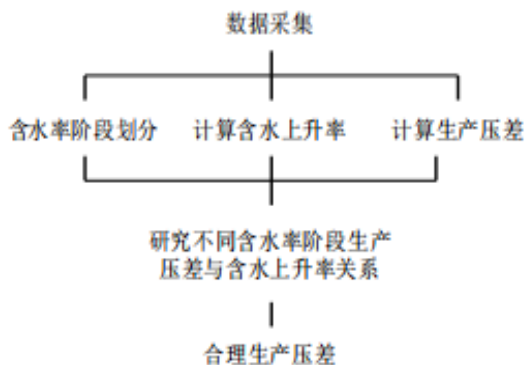


图1具体研究流程

3 含水率阶段划分

将单井综合含水率 f_w 作为自变量,将每100吨产油量的含水率上升值 f'_w 作为因变量,然后在研究不同阶段内,含水率发生变化的情况,总结其变化规律,根据相关研究结果,将性质相同的归纳为一类,划分含水率的不同阶段。

4 单井含水上升率的计算

计算单井含水率时,可参照以下公式: $f_{w_t}^* = 100 \times (f_{w_t} - f_{w_{t-1}}) / (N_{p_t} - N_{p_{t-1}})$ (公式1)

$$f'_w = (1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_{ro}}{k_{rw}})^{-1} \quad \text{(公式2)}$$

$$\bar{s} = s_{we} + [1 - f_w(s_{we})] / f'_w(s_{we}) \quad \text{(公式3)}$$

$$R = (\bar{s} - S_w) / (1 - S_w) \quad \text{(公式4)}$$

$$s_w^n = \alpha R_w / (\Phi^n R_t) \quad \text{(公式5)}$$

其中,其中 f_{wt}^* 代表第 t 个月,每100吨原油当中,含水上升率的数值,单位为百分数; f_{wt} 为 t 月的综合含水率,单位为百分数; f_{wt-1} 为 $t-1$ 月的综合含水率,单位为百分数; N_{pt} 为 t 月的累积产油量,单位为吨; N_{pt-1} 为 $t-1$ 月的累积产油量,单位为吨,上述公式当中, μ_w 为地地下水的粘度, μ_o 为油的粘度; k_{ro} 为油相的相对渗透率; k_{rw} 为水相的相对渗透率。 S_w 为油层的平均含水饱和度; s_{we} 为出油端的饱和度; s_{wi} 为束缚水的饱和度。 $f'_w(s_{we})$ 是 f_w-s_w 关系中含水饱和度为 s_{we} 点中的切线斜率; R 是采油的程度单位为百分数; R_t 是地层真电阻率, Φ 是孔隙的大小程度; α 是和孔隙有某种关系的常数。根据油水相对渗透率曲线数据,利用公式2、公式3和公式4可计算出在不同含水率阶段,油井所控制储量能够对应的原油采出程度;通过分析岩电数据,可利用公式5计算出油藏原始束缚水饱和度 s_{wi} 。对投产初期

见水的生产井(层)而言,要在 f_w 与 s_w 的关系曲线上直接读取相应的 s_{wi} 值,如图所示(图2)。

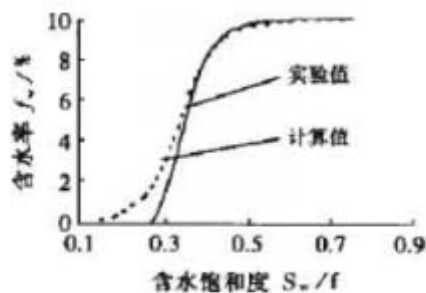


图2油藏 f_w 与 s_w 的关系曲线

5 单井含水率阶段的划分

根据研究,通常情况下,油井含水率具有中间快、两头慢的上升规律,因此其上升规律可用“ A ”字型表示。在现实当中,油藏单井含水率在底水、储层非均质性等各种原因的影响下,其上升情况具有明显的两个峰值。第一峰值出现在综合含水率30%~40%,第二峰值出现在综合含水率60%~70%左右,含水率阶段应该成为综合含水上升控制的主要阶段。为了把同一性质的问题归结到一起,综合数据获取的难易程度,选取极值点作为划分综合含水阶段的标志,将综合含水率分为0~30%,30%~60%,60%以上3个阶段。

6 生产压差的优化方法

基本思路是:把油藏作为一个整体加以研究,对同一油藏的不同生产井在同一含水阶段进行比较;针对单井实际控制储量的差别,利用单井含水上升进行井间比较。数据采集的过程,是研究成败的重要环节。数据来源为沙二段所有油井的井史资料以及现开72口井29个月的综合月度数据。

油藏是一个具有统一的油水界面的中、低孔(平均孔隙度23.1%),中低渗(平均渗透率 $124.2 \times 10^{-3} \mu m^2$)的砂岩油藏。投入开发以来,综合含水上升较快。针对不同层厚、不同隔层条件,采取不同射孔方式和射孔厚度。生产实际表明,射孔制度科学合理。在满足采油速度的前提下,优化生产压差,有效控制综合含水上升。

6.1 单井含水率阶段的划分

理论上油井含水率的上升规律是中间快、两头慢,其理论曲线应呈“ A ”型。但是,由于受到储层非均质性等诸多因素的影响,油藏的单井含水率上升都明显出现2个峰值,趋势线呈“ M ”型。第一个峰值出现在综合含水率30%~40%,第二个峰值出现在60%~70%左右。

6.2 形成“ M ”型的原因

由于油藏的地质条件是极其复杂的,水趋特征也受诸多因素的影响,影响水趋特征的地质因素包括地层非均质性(层间非均质性、层内非均质性)、生产过程中形成的压降漏斗以及边底水条件。从微观驱油机理上讲,上述曲线中呈“ M ”型的两个峰值反映了水驱突破的两个主要阶段。第一个峰值反映的是水驱

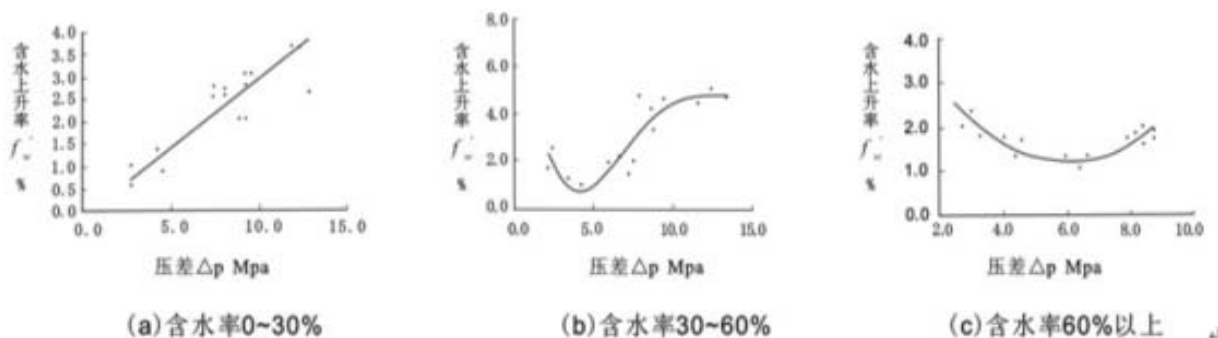


图3 生产压差合含水上升率的关系

前沿首先在局部突破后,突破面积的扩大过程对这时在该区的前沿由稳定带变为非稳定带,水驱油排替变为拖拽,而临近的区域内仍存在稳定带;第二个峰值实际上是由一系列小的波峰组成,反映的是水驱前沿在中低渗区的突破过程,峰值过后,中高渗区全部进入非稳定状态,油井也相应进入中高含水期。由于第一次突破对最终水驱波及体积影响较大,因此在此阶段须控制生产压差,以防止过早形成窜流;而后阶段则须建立适当的生产压差,以促使更多的中低渗透率层储量的动用,扩大水驱波及体积。

6.3 不同含水率阶段生产压差的优化

(1) 含水率0~30% 此阶段含水上升率与生产压差成幂乘关系,关系式为:

$$f'_w = 0.2493 \times (\Delta p)^{1.0652} \quad (3)$$

该式表明,油藏单井含水上升率随生产压差的幂级数增加,生产压差越小越有利于控制含水上升率。此阶段是控制综合含水上升的最重要时期,产量应尽可能控制在临界产量之下。(2) 含水率30~60% 此阶段油井含水上升率与生产压差无明显相关性。其趋势线表明,过大和过小的生产压差都不利于控制综合含水的上升。考虑到产能的需要,压差在4Mpa左右为最佳。(3) 含水率60%以上此阶段单井含水上升率与生产压差相关式为

$$f'_w = -0.1054 \times (\Delta p)^2 - 1.3558 \times (\Delta p) + 5.5832 \quad (4)$$

生产压差过小或过大都不利于控制含水上升率。此阶段应在一定范围内(4Mpa~8Mpa)适当放大压差。

对以上3个含水率阶段进行回归分析,结果如下:含水率0~30%油藏单井含水上升率随着生产压差的增大成幂级数增加生产压差越小越利于控制含水上升率。此阶段是控制综合含水上

升的最重要时期,产量应尽可能控制在临界产量之下。含水率30%~60%此阶段油井含水上升率与生产压差无明显的相关性。含水率60%以上当生产压差小于5.5MPa时,含水上升率随生产压差的减小而增大;当生产压差大于5.5MPa时,含水上升率随生产压差的增大而增加。生产压差过小或过大都不利控制含水上升率。此阶段应在一定范围内适当放大压差(由于本例中油田开发时间较短,高含水阶段数据点较少,故含水率90%以上仅供参考)。

7 结束语

通过本次研究得出以下结论:边水或底水砂岩油藏油井在生产中,不同含水率阶段,底水锥进现象也有不同的特征,同一油藏的生产井,不仅有不同之处,也有相同之处,因此其综合含水上升具有相同或相近的规律。油井见水前,通过对临界产量、无水采油期的研究和对单井产量的限制,能有效地控制底水锥进;油井见水后,不能单纯通过限制产油量来控制综合含水上升,而应正确把握其含水上升规律,根据综合含水的变化及时调整工作制度,有效控制含水上升率。

对以调补层为主要接替手段的边底水砂岩油藏,在高含水阶段,可以采用适当放大生产压差、提高采液强度的方法进行挖潜,提高单层生产寿命,延长油田稳产期,提高原油采收率。

[参考文献]

- [1]刘怀珠,李良川,吴均,等.底水油藏水平井出水规律的实验研究[J].石油化工高等学校学报,2012,25(01):57-60.
- [2]路强.边底水油藏水平井出水规律研究[D].中国石油大学(华东):油气田开发工程,2012.
- [3]祝晓林,张迎春.渤海S油田厚稠窄边底水油藏水平井合理生产压差研究[J].石油地质与工程,2012,26(01):26-28+32+6-7.