

孤东七区西馆陶组上亚段 6^{3+4} 层系 合理压力水平研究

曾流芳¹⁾ 赵国景¹⁾ 吕爱民²⁾ 姚军²⁾

1)中国矿业大学·北京; 2)石油大学·东营

摘要:为了合理高效地开发油田,并为特高含水期油藏的压力调整提供理论依据,应用最小流压法对孤东油田七区西馆陶组上亚段 6^{3+4} 层特高含水期的地层压力下限值进行了测算,并应用图示法对该区目前的压力状况进行了分析。在此基础上提出了压力调整的建议,即该开发单元目前地层压力高于合理压力水平,应立足于降压开采。该研究结果的可靠性已得到了数值模拟的验证。

关键词:特高含水期;压力水平;压力调整

中图分类号:TE329

文献标识码:B

文章编号:i009-9603(2004)02-0045-03

引言

油田开发过程中,地层压力反映了地层能量,必须有足够的能量将原油驱到井底,才能保证一定的产量。地层压力过低,则地层能量不足,其产量达不到要求;地层压力过高,则给油田钻井、作业带来很大的困难,加快油水井套管损坏速度,缩短油水井使用寿命,而且需要提高注入压力,增加注水量,这势必增加投资,影响开发效益。因此,开发过程中必须根据不同类型油藏的地质条件和所处的开发阶段、采油工艺水平,确定其地层压力保持水平的下限值即合理地层压力,这对于改善开发效果,提高经济效益具有重要的指导意义。

1 油田概况

孤东油田七区西馆陶组上亚段(Ng^+) 6^{3+4} 层系是该油田主力开发单元之一,油层非均质性严重,具有高渗透、高饱和、岩石表面亲水等特征。含油面积 9.6km^2 ,平均地层有效厚度 8.3m ,地质储量 $1674 \times 10^4\text{t}$,平均埋深 $1290 \sim 1392\text{m}$,平均油层中深 1341m ,平均孔隙度 33.5% ,平均渗透率 $3000 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均含油饱和度 75% 。该油藏属于河流相沉积的砂泥岩低饱和油藏,原始地层压力 13.4MPa ,饱

和压力 12.1MPa 。地面原油密度 0.965g/cm^3 ,地下原油粘度 $64.9\text{mPa}\cdot\text{s}$,原始气油比 $31\text{m}^3/\text{t}$,原油体积系数 1.076 。

截至2002年4月,油井总数112口,开井87口,日产液量 12256.62m^3 ,日产油量 239t ,综合含水率 98.06% ,采油速度 0.52% ,采出程度 31.05% ;注水井53口,开井45口,日注水量 18587.6m^3 ,累积注采比 1.01 。

2 合理压力水平的确定方法

国内外在合理地层压力水平方面的研究较少,目前确定水驱油藏合理压力水平较为实用的方法主要有最小流压法和图示法。

2.1 最小流压法

最小流压法^[1]是指在一定泵挂深度条件下的最小流压,加上生产压差,即为地层压力下限值。其公式^[1]为

$$P_{\min} = P_{L_{\min}} + \Delta P_s \quad (1)$$

$$P_{L_{\min}} = P_p + \frac{(L_z - L_p)d_l}{100} \quad (2)$$

式中: P_{\min} 为地层压力下限值,MPa; $P_{L_{\min}}$ 为最小流压,MPa; ΔP_s 为生产压差,MPa; P_p 为抽油泵泵口压力,MPa; L_z 为油层中部深度,m; L_p 为油层泵挂深

收稿日期2003-12-15;改回日期2004-01-14。

作者简介:曾流芳,男,高级工程师,1986年毕业于华东石油学院采油工程专业,现为中国矿业大学工程力学专业在读博士研究生,从事油田开发综合研究工作。联系电话:(0546)8582610,通讯地址:(257237)山东省东营市河口区仙河镇孤东采油厂。

度, m ; d_1 为井筒油气水混合物相对密度。

其中泵口压力可采用给定沉没度法和合理泵压法确定。采用给定沉没度法时, 可根据现场经验确定, 一般深井泵正常工作要求有 300 ~ 500m 的沉没度, 由此计算泵压

$$P_p = P_t + \frac{d_o L_c}{100} \quad (3)$$

式中: P_t 为井口套管压力, MPa; d_o 为原油相对密度; L_c 为泵沉没度, m。

合理泵压指深井泵或水力泵达到合理泵效时的压力, 满足一定充满系数不同含水率下的理论泵口压力的常用计算公式有两种^[1,2]

$$P_p = \frac{R_p(1 - f_w) - (1/\beta - 1)}{(1/\beta - 1) + S(1 - f_w)} \quad (4)$$

$$P_p = \frac{R_p}{\frac{1/\beta - 1}{\beta(1 - f_w)} + S} \quad (5)$$

式中: R_p 为油井原始气油比, m^3/m^3 ; β 为有杆泵泵筒的充满系数; f_w 为含水率; S 为天然气溶解系数, $m^3/(m^3 \cdot MPa)$ 。

井口套管压力通常可忽略不计。但考虑到实际生产情况, 以含水率 50% 为界来决定井口套管压力的取舍, 即含水率低于 50%, 套管压力给定为 0.3 ~ 0.5MPa; 大于 50% 时, 则可忽略套管压力。

井筒油气水混合物的相对密度是原油相对密度和含水率的函数, 可根据相关经验公式求取。

2.2 图示法

油田某一特定开发阶段, 油井采液指数和水井吸水指数可视作常数, 注采系统压力、产量、注入量之间是有条件的平衡关系。

随着地层压力的变化, 注采压力系统的平衡具有多解性。因此, 要从油田的实际资料出发, 研究注采系统压力平衡的一切条件, 并根据需要和可能, 确定油田最佳的平衡条件。解决这一问题较为行之有效的方法是图示法, 即先确定不同流压和注入压力下产液量及注水量随地层压力的变化关系, 然后将其画在同一张图内, 即注采压力平衡图, 以研究油藏合理的压力水平。

3 合理压力水平测算

用最小流压法计算了孤东油田七区西 $Ng^{+6^{3+4}}$

层系的井底流压和地层压力下限值, 泵的充满系数取值 0.86, 天然气溶解系数取值 $2.56m^3/(m^3 \cdot MPa)$ 。

计算时应用公式(1)和(3), 沉没度取 300m 时, 井底流压 8.07MPa, 地层压力下限为 10.92MPa; 沉没度取 500m 时, 井底流压 9.98MPa, 地层压力下限值 12.83MPa。应用公式(1)和(4), 井底流压 7.49MPa, 地层压力下限为 10.34MPa; 应用公式(1)和(5), 井底流压 7.93MPa, 地层压力下限为 10.78MPa。目前平均地层压力 13.72MPa, 高于计算结果, 说明目前的压力水平不合理。

应该说明的是, 压力的调整应该是一个逐步实施的过程, 调整幅度不易过大。

由合理压力水平与含水率的关系曲线(图 1)可见, 随着含水率的升高, 地层压力下限值降低。因此, 压力调整过程中应随时根据含水率的变化情况而确定相应的合理压力水平。随着含水率的上升, 可逐步降低地层压力; 当下泵深度增加, 地层压力也可相应降低。

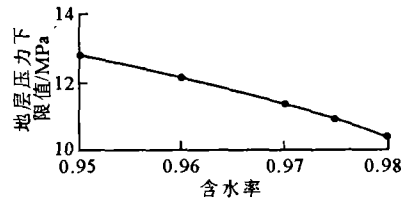


图 1 孤东油田七区西 $Ng^{+6^{3+4}}$ 地层压力下限值与含水率的关系曲线

4 压力状况分析

在该区块地层压力 13.72MPa, 生产压差 2.85MPa, 注入压力 11.4MPa, 注采比 1.27, 采注井数比 1.38 的条件下, 做出了孤东油田七区西 $Ng^{+6^{3+4}}$ 的注采压力平衡图(图 2)。由图 2 可见, 在目前条件下未能达到注采压力平衡, 而注入压力已不可能大幅度提高, 增加注水井点的余地也不大。所以应降低地层压力, 这样可在注入压力不变的条件下提高水井的注入能力, 而目前地层压力高于原始地层压力, 油井产量可通过降低生产井流压保证生产压差来实现稳定。在下泵深度不变的情况下, 流压降低相应幅度仍可满足泵效要求。压力调整过程中应避免地层压力大幅度迅速下降, 可先将压力降低至 13MPa 左右, 待稳定后再依据注采情况进一步调整, 逐步达到最佳。

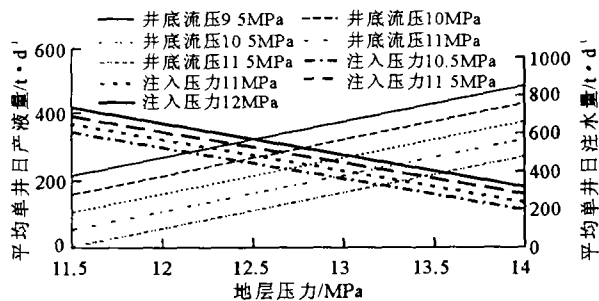


图 2 孤东油田七区西 $Ng_{L6^{3+4}}$ 注采压力平衡图

5 数值模拟验证

孤东油田七区西 $Ng_{L6^{3+4}}$ 层系的网格系统为 $100 \times 100 \times 2$, 有效节点个数 15456 个, 平面网格步长 $33.5m \times 48.5m$ 。在历史拟合的基础上, 对该区块在四种不同的注采比 (注采比分别为 0.9, 1.0, 1.05 和 1.5) 条件下的累积产油量进行了预测, 并对累积产油量及压力随注采比的变化做了对比 (图 3)。从图 3 中可以看出, 该区块的累积产油量随着注采比的增加反而减小, 但是当注采比增加到 1.0

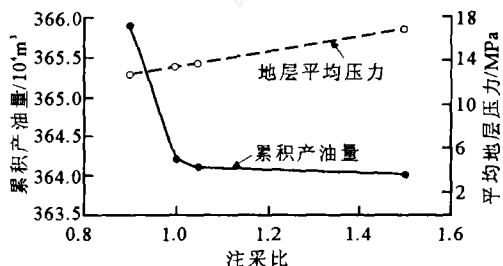


图 3 孤东油田七区西 $Ng_{L6^{3+4}}$ 累积产油量和地层平均压力随注采比的变化曲线

之后, 再继续增大注采比, 其累计产油量变化不大, 所以, 该区块目前应立足于降压开采, 降压可通过降低注采比来实现。

6 结论及建议

研究表明, 孤东七区西 $Ng_{L6^{3+4}}$ 层系目前应立足于降压开采, 可通过降低注采比来实现, 但应注意调整幅度不应过大。

应用合理泵压法的两种公式确定的地层压力下限值分别为 10.34MPa 和 10.78MPa, 与给定沉没度 300m 测算的地层压力下限值 10.92MPa 非常接近, 表明几种方法的可靠性。可取三者均值 10.68MPa 作为目前含水条件下的地层压力下限值。

分析表明, 目前可将压力降至 13MPa 左右, 与给定沉没度 500m 测算的地层压力下限值 12.83MPa 具有较好的一致性, 且高于饱和压力 12.1MPa, 将其作为第一步压力调整的目标较为稳妥。

随着含水率的升高, 地层压力下限值降低。因此压力调整应逐步实施, 避免压力降落速度过快, 并且调整过程中应随时根据含水率的变化情况确定相应的合理压力水平。

参考文献:

- 1 才汝成, 李阳, 孙焕泉. 油气藏工程方法与应用. 东营: 石油大学出版社, 2002
- 2 王鸿勋, 张琪编. 采油工艺原理. 北京: 石油工业出版社, 1989

编辑 刘北羿

欢迎投稿 欢迎订阅

scribe percolation characteristic of rock with intense heterogeneity in bottom-water oil reservoir, to quicken calculation speed of model and to improve the precision of history match.

Key words: relative permeability endpoint scaling technology, Eclipse, numerical simulation, bottom-water oil reservoir

Yu Weijie, Gu Huiliang. Research on method of determining PVT and other parameters in well test interpretation during the middle-later development period. PGRE, 2004, 11(2): 43 ~ 44

In order to improve the precision of well test interpretation, according to the fluid properties and the present development situation of the developed Shengli oilfields, oil volume factor, oil compressibility, viscosity and the PVT parameters used in well test interpretation are determined. The interrelations between the high-pressure physical properties and formation pressure, and among each parameter are obtained by using the polynomial method in matching experimental points based on the representative high-pressure oil physical properties in each oilfield. The method for determining other common parameters is given at the same time.

Key words: well test interpretation, PVT parameters, polynomial matching, empirical analysis

Zeng Liufang, Zhao Guojing, Lv Aimin et al. Study on rational pressure level of 6^{3+4} formation in upper Guantao Formation of the west seventh region in Gudong oilfield. PGRE, 2004, 11(2): 45 ~ 47

In order to rationally develop the oilfield with high efficiency and to provide a theoretical support for the pressure adjustment of the oil reservoir in the extra high water cut period, the minimized flowing pressure method is used to estimate the minimum pressure of the 6^{3+4} formation in upper Ng in the extra high water cut period of the west seventh region in Gudong oilfield. Graphic interpretation is used to analyze the present pressure condition of the region. On the basis of the above, the proposal of pressure adjustment is put forward, that is, this development block should be produced by pressure reduction because its present formation pressure is higher than rational pressure level. The numerical simulation verifies the reliability of the above conclusion.

Key words: extra-high water-cut period, pressure level, pressure adjustment

Yin Wenjun, Wang Qingqing, Wang Yefei et al. Mechanism study on successive decline of incremental oil effect during multicycle profile control.

PGRE, 2004, 11(2): 48 ~ 50

Aiming at the existence of successive decline of incremental oil effect during multicycle profile control in the waterflood input wells, the corresponding mechanism is researched using the methods of flat physical model and reservoir numerical simulation. It is revealed that five aspects are responsible for the effect decline, that is, the partial overlapping of influence region of the blocking agents, the further radial blocking depth, the unreasonable blocking timing, the unfavorable injecting technology and the invalidity of blocking agent. The successive decline of incremental oil effect by multicycle profile control would be reduced through applying series of blocking agents, increasing volume of blocking agents properly, optimizing blocking timing and injection pressure in each cycle.

Key words: profile control, physical stimulation, experiment, decline mechanism, model

Li Jingsong, Li Xiangfang, Tang Engao. Study on approach to improve productivity of condensate gas well by hydrocarbon injection. PGRE, 2004, 11(2): 51 ~ 53

When the condensate gas well produces below the dew point pressure, the condensate dropped out and its buildup around the wellbore leads to the productivity decrease of condensate gas wells. The productivity of gas wells can be restored and the recovery of the condensate gas can be improved through the counter vaporization and miscible mechanism, by injecting hydrocarbon solvent. The influence of injected medium, reservoir physical properties, fluid property and other factors on the improved productivity of gas wells is studied by the method of numerical simulation in the real condensate gas reservoir. The result of investigation shows that the condensate block near the wellbore can be removed completely by injecting the mixture of butane and pentane, and the development effect can be improved.

Key words: injecting hydrocarbon solvent, condensate gas reservoir, numerical simulation, gas well, productivity

Wang Ruifang, Zheng Yan, Ma Junlong et al. Analysis on synthesis and properties of hydrophobic associated water-soluble polymers. PGRE, 2004, 11(2): 54 ~ 55

Hydrophobic associated water-soluble polymers of polyacrylamide-acroleic octadecyl ester have been synthesized via free-radical micellar polymerization, rheological properties and its influencing factors of these polymer solutions have been studied. The experiment shows that the high content of hydrophobic monomer makes