

宝浪油田宝北区块 I—II 油组合理注采井距研究

黄金山

(中国石化集团油田勘探开发事业部,北京 100728)

摘要:宝浪油田宝北区块储层渗透率低, I—II 油组当前注采井距为 260 m,难以建立有效驱动体系。应用启动压力梯度法、低渗透油藏经验公式法和压力恢复测试法,对研究区技术极限合理注采井距进行了研究,3种方法计算的合理注采井距分别为 174,170 和 168 m。分析宝北区块 I—II 油组调整井新井投产或老井上返补孔初期产油量统计结果可知,平均单井初期产油量约为 6 t/d,现有井网条件下单井控制石油地质储量为 0.93×10^4 t,利用经济井网密度对研究区的合理注采井距进行了研究,在油价为 70 美元/bbl 时,经济极限井网密度为 35 口/km²,合理注采井距为 169 m。

关键词:低渗透油藏 合理注采井距 压力梯度 注水 宝北区块

中图分类号:TE34

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2014)02-0038-03

宝浪油田宝北区块历经 10 余年注水开发,采出程度为 18.05%,综合含水率为 61.39%,已经进入中高含水期,地下油水分布关系非常复杂,水驱效果差^[1-2],储层存在注水强度高,部分井注不进的现象。当前宝北区块注采井距为 260 m,是按初期平均渗透率为 $19.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 设计的,对于 I—II 油组,同样具有经济开发价值的薄油层(平均渗透率为 $8.81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)注采井距偏大。为此,笔者针对宝北区块目前的开发状况,利用现有的注采井距计算方法,结合现场生产资料,对研究区的合理注采井距进行了研究,以期改善研究区开发效果提供参考。

1 区域概况

宝浪油田宝北区块位于宝浪苏木构造带西北端,内部断裂及裂缝极其发育,构造复杂。研究区构造为两翼非对称式背斜,呈北西南东向展布,中部向东突出^[3]。宝北区块 I—II 油组平均有效渗透率为 $1.374 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均有效孔隙度为 13.225%,地层压力为 19.92 MPa,生产压差为 9 MPa,地层原油粘度为 0.5 mPa·s,储层非均质性较强,属于典型的低孔低渗透砂岩油藏。

2 技术极限合理注采井距

低渗透油藏具有低孔低渗透、启动压力高的特

点,其渗流特征不符合达西渗流规律。实际生产中表现出单井产量低、产量下降快、稳产状况差、注水压力高、开采速度和采收率低等特点。在开发过程中,井距大及层间干扰等因素导致注水见效差(或不见效)、油层难以启动情况尤为突出。合理注采井距的计算须考虑储层物性、砂体展布、渗流状况、启动压力梯度、开采工艺等条件的限制^[4-11],单独考虑某一因素确定井距并不合理,因此需要综合对比各种计算方法,确定最终合理井距。笔者主要利用启动压力梯度法、低渗透砂岩油藏井距经验公式和压力恢复测试法对研究区的合理注采井距进行了综合研究。

2.1 启动压力梯度法

在一定注采压差下,采油井处在拟达西流或接近拟达西流状态下的径向距离称为技术极限生产半径。在注水井周围处在拟达西流或接近拟达西流状态下的径向距离称为技术极限注水半径。技术极限生产半径与技术极限注水半径之和即为技术极限注采井距。当技术极限井距大于经济极限井距时,按经济合理井距来部署井网;当技术极限井距小于经济极限井距时,有 2 种方法进行有效设计:①进行压裂设计,弥补技术极限井距和经济极限井距的差值;②缩小井距。

实验结果表明,渗透率越低启动压力梯度越高,分段拟合不同渗透率下的启动压力梯度更为准确。当渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3}$

μm^2 和大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,启动压力梯度分别为

$$G = 0.0639K^{-1.6971} \quad R^2 = 0.9927 \quad (1)$$

$$G = 0.0726K^{-1.148} \quad R^2 = 0.9383 \quad (2)$$

$$G = 0.0456K^{-0.7856} \quad R^2 = 1 \quad (3)$$

式中: G 为启动压力梯度, MPa^2/m ; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

根据渗流理论,油藏的注采井连线中点处渗流速度最小,压力梯度亦相应最小,只有当中点处的压力梯度大于启动压力梯度,液体才能流动。由产量公式推导出主流线中点处的启动压力梯度为

$$G_0 = \frac{p_w - p_o}{\ln \frac{L}{r_w}} \times \frac{2}{L} \quad (4)$$

式中: G_0 为主流线中点处启动压力梯度, MPa^2/m ; p_w 为注水井井底流压, MPa ; p_o 为采油井井底流压, MPa ; L 为注采井距, m ; r_w 为井筒半径, m 。

当渗透率为 $8.81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,由式(1)可得启动压力为 $0.00597 \text{ MPa}/\text{m}$ 。由于这是在实验条件下,利用单相流体拟合得到的,而实际油藏是油水两相,根据实验研究可知,当渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,油水两相流的启动压力梯度比单相流的启动压力梯度大 10 倍;且渗透率越小,相差越大,其差值至少在 10 倍以上。由于宝北区块 I—II 油组薄油层的平均渗透率为 $8.81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,所以按油水两相渗流时的启动压力梯度比单相时大 11 倍计算;I—II 油组注采压差为 45 MPa ,井筒半径为 0.063 m ,由式(4)计算可得,极限注采井距为 174 m 。

若按照油田开发初期平均渗透率为 $19.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 计算,由式(2)和式(4)可计算出合理注采井距约为 260 m ,说明开发初期设计的井距是合理的。利用启动压力梯度法确定合理注采井距须考虑储层渗透率。随着油田开发,低渗透油藏储层物性会发生变化,不同时期的注采井距会有所变化。

2.2 低渗透油藏井距经验公式

胜利油区对低渗透储层进行了大量的实验和经验总结,得出了适合于低—特低渗透油藏的井距经验公式^[11-12],即

$$r_H = 3.596 \Delta p \frac{K_e^{0.865}}{\mu} \quad (5)$$

式中: r_H 为极限半径, m ; Δp 为生产压差, MPa ; K_e 为有效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ 为地层原油粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

由宝北区块 I—II 油组压力恢复测试解释成果可知,油组平均有效渗透率为 $1.374 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地

层压力为 19.92 MPa ,地层原油粘度为 $0.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,井底流压为 $10 \sim 12 \text{ MPa}$,生产压差为 9 MPa ,由式(5)计算可得研究区极限注采井距约为 170 m 。该方法考虑了地层原油粘度对储层渗流的影响,在低渗透砂岩油藏合理注采井距计算中被各油田认可。

2.3 压力恢复测试法

根据宝北区块压力恢复测试解释成果可得泄油半径与平均有效渗透率的关系为

$$R_e = 83.735 K_e^{0.3786} \quad (6)$$

式中: R_e 为泄油半径, m 。

宝北区块 II 油组压力恢复测试解释成果表明,该油组调查半径为 $36.91 \sim 287 \text{ m}$,平均有效渗透率为 $1.374 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,由式(6)计算的泄油半径约为 84 m ,即合理注采井距约为 168 m 。

压力恢复测试法计算合理注采井距以平均有效渗透率为主要参数,对于储层非均质性较弱的油藏较为实用。对于非均质性较强的油藏,该方法计算出的合理注采井距在高孔高渗透区会形成优势渗流通道甚至水淹,在低孔低渗透区则会因井距偏大而无法形成有效驱替。

3 经济井网密度和合理注采井距

3.1 新钻调整井初期产油量

根据文献[13]中单井初期平均产油量的计算式可得出宝北区块加密调整井初期产油量经济界限,在不同油价和综合递减率下,单井初期平均产油量经济界限见表 1。由表 1 可知,在油价为 $70 \text{ 美元}/\text{bbl}$,综合递减率为 12% 时,宝北区块调整井单井初期平均产油量为 $2.6 \text{ t}/\text{d}$,随着油价的上升,产油量也随之下降。根据近年宝北区块 I—II 油组调整井新井投产或老井上返补孔初期产油量统计可知,单井初期平均产油量约为 $6 \text{ t}/\text{d}$ 。因此在宝北区块 I—II 油组部署新井是具有经济效益的。

表 1 宝北区块新钻调整井不同油价下单井初期平均产油量经济界限

综合递减率, %	油 价 / (美元 · bbl ⁻¹)				
	55	60	65	70	75
10	3.0	2.7	2.4	2.2	2.0
12	3.6	3.2	2.8	2.6	2.4
14	4.3	3.8	3.4	3.1	2.8

3.2 单井控制石油地质储量经济界限

单井控制石油地质储量经济界限是指在一定的油价下,平均单井可采储量的总收入在扣除了各

项税赋外,应大于或等于平均单井的总投入,其计算式为

$$N_{o,\min} = \frac{I_0(1+R)^{\frac{T}{a}}\beta}{\alpha_o(P_o - O - TAX)(1+\omega)W_i} \quad (7)$$

式中: $N_{o,\min}$ 为单井控制石油地质储量经济界限, 10^4 t; I_0 为单井总投资(包括钻井、地面建设和射孔投产),元; R 为投资贷款利率,%; T 为加密井经济评价期, a; β 为油井系数,即油水井总数与油井数的比值; α_o 为原油商品率,%; P_o 为原油价格,元/t; O 为吨油操作费,元/t; TAX 为税率,元/t; ω 为气油价值比; W_i 为开发评价年限内可采原油采出程度, %。

由式(7)可得宝北区块加密调整井在油价分别为 45, 50, 55, 65, 70 和 75 美元/bbl 时,单井控制石油地质储量经济界限分别为 0.97×10^4 , 0.82×10^4 , 0.71×10^4 , 0.63×10^4 , 0.57×10^4 和 0.47×10^4 t。现有井网条件下宝北区块单井控制石油地质储量为 0.93×10^4 t。从单井控制石油地质储量上看,宝北区块 I—II 油组进行井网调整也是具有一定潜力的。

3.3 合理注采井距

从经济上考虑,当加密井增加可采储量的经济价值大于加密井的总投入时,则加密井在经济上是合理的,当两者相等时,即是井网密度的经济界限,其计算式为

$$f_{\min} = \frac{N_o A_o}{N_{o,\min} E_R} \quad (8)$$

式中: f_{\min} 为经济井网密度,口/km²; N_o 为石油地质储量, 10^4 t; A_o 为含油面积, km²; E_R 为原油采收率, %。

根据文献[13]中单井初期平均产油量的计算式,结合式(7)和式(8)可得宝北区块不同油价、不同层系的经济井网密度,研究区为不规则五点井网,折合成不同油价下的合理注采井距见表2。由表2可看出,在油价为 70 美元/bbl 时,宝北区块经济井网密度为 35 口/km²,井距为 169 m,而目前宝北区

表2 宝北区块不同油价下经济井网密度和合理注采井距

油价/ (美元·bbl ⁻¹)	经济井网密 度/(口·km ⁻²)	合理注采 井距/m
45	18.55	232
50	21.84	214
55	25.13	199
60	28.42	188
65	31.71	178
70	35	169
75	38.29	162

块井网密度为 14.7 口/km²。该方法充分考虑了生产成本和经济效益,是现场生产的重要参考指标,合理注采井距的制定必须小于经济井网密度下的合理注采井距。

4 结束语

宝浪油田宝北区块 I—II 油组开发过程中储层非均质性发生变化,现有注采井距符合最初注采开发方案设计,但不满足当前注采需要。利用启动压力梯度法、低渗透油藏井距经验公式和压力恢复测试法计算的技术极限合理注采井距分别为 174, 170 和 168 m;宝北区块经济井网密度为 35 口/km²,井距为 169 m。研究中发现,考虑启动压力梯度的合理注采井距主要取决于储层的渗透率,该方法计算结果相对可靠,适用于普通低渗透砂岩油藏合理注采井距的计算。

参考文献:

- [1] 谷维成,莫小国,朱学,等.油田低渗透油藏合理注采井距研究[J].油气地质与采收率,2004,11(5):54-56.
- [2] 李伟才,崔连训,赵蕊.水动力改变液流方向技术在低渗透油藏中的应用——以新疆宝浪油田宝北区块为例[J].石油与天然气地质,2012,33(5):796-810.
- [3] 杜清,王亮,任静,等.焉耆盆地宝浪油田宝北区块构造特征再认识[J].科学技术与工程,2012,12(17):4 128-4 133.
- [4] 姜瑞忠,王平,卫喜辉,等.低流量油藏启动状况影响因素研究[J].特种油气藏,2012,19(5):60-62.
- [5] 赵益忠,程远方,刘钰川,等.启动压力梯度对低渗透油藏微观渗流及开发动态的影响[J].油气地质与采收率,2013,20(1):67-69,73.
- [6] 唐伏平,唐海,余贝贝,等.存在启动压力梯度时的合理注采井距确定[J].西南石油大学学报,2007,29(4):89-91.
- [7] 汪亚蓉,刘子雄.利用启动压力梯度计算低渗透油藏极限注采井距[J].石油地质与工程,2009,23(2):103-104.
- [8] 何勇明,王涛,刘春燕,等.分段启动压力对宝浪油田驱动压差的影响[J].西南石油大学学报:自然科学版,2012,34(3):121-124.
- [9] 张贤松,谢晓庆,陈民锋.低渗透断块油藏合理注采井距研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):94-96.
- [10] 刘莉.低渗透油藏启动压力梯度的应力敏感性实验研究[J].油气地质与采收率,2012,19(2):81-83.
- [11] 何建华.低渗透油藏渗流特征及合理井距分析研究[J].石油天然气学报,2005,27(5):621-623.
- [12] 黄金山.油田经济极限井网密度计算新方法[J].油气地质与采收率,2013,20(3):53-55,59.
- [13] 柴博,华涛,艾建强.低渗透油藏合理井网系统的研究[J].辽宁化工,2013,41(2):168-171.