

文章编号:1673-8217(2016)03-0123-04

低渗透油田合理井距确定方法研究 ——以 N 油田为例

朱 伟

(中国石油辽河油田分公司, 辽宁盘锦 124010)

摘要:针对低渗透油田合理井网密度问题,从开发技术条件与经济效益两个方面出发,考虑启动压力梯度影响,采用势的叠加原理,建立了油水两相稳定渗流时的技术极限井距模型,并推导出不同注采压差下技术极限井距与含水饱和度、含水率以及储层渗透率的关系。根据 N 油田采收率与水驱控制程度、井网密度的关系,考虑销售收入、开发投资的将来值、维修及管理费用等,运用曲线交会法计算出不同油价对应经济极限井网密度及经济合理井网密度。N 油田目前开发阶段反九点井网 210 m 井距小于技术极限井距,仍有加密潜力。

关键词:低渗透油田;合理井距;极限井距;启动压力梯度

中图分类号:TE313

文献标识码:A

1 油田概况

N 油田为一低孔低渗油藏,动用含油面积 5.4 km²,石油地质储量 743.76×10⁴ t,储层平均孔隙度 11.7%,平均渗透率 26.7×10⁻³ μm²,1988 年投入开发,1991 年转注水,2002 年实施分层系注水调整。目前全区平均含水率 90%左右,处于高含水阶段,全区油井开井 82 口,水井开井 21 口,采出程度 15.01%。储层岩性致密、微孔喉较多、比表面大、结构复杂,孔隙度、渗透率较低,流体与岩石表面的液固作用力强,水驱油过程存在启动压力梯度等原因,造成流体渗流阻力大,难以建立有效的压力系统,呈现出非达西渗流特征。N 油田注水方式为反九点面积注水井网,采油井多,初期采油速度快,水驱波及面积大,井网调整灵活性强;但由于油层物性差,水井注水压力高,油井受效缓慢,产量递减快,开发效果不理想。

2 井距影响因素分析

对于正方形反九点井网,井距 J (m) 与井网密度 S (口/km²) 关系为 $J = 1000 \times S^{-1}$;因此,影响井网密度的因素即为井距影响因素。油藏工程理论及现场实践表明,注水开发油田注水方式不仅受到地质因素及工程因素影响,同时也受经济因素制约。因此,需从技术极限井距与经济极限井距两个方面来计算低渗透油藏合理井距。

2.1 开发因素

(1) 油水井数比的影响。油藏的注采井数比是

井网部署的重要参数,当井网密度一定时,通过改变注采井数比改变油井受效情况,提高水驱控制程度,波及系数也随之增大。对于低渗透非均质油藏,提高注水波及系数的关键是采用合理的注采井数比,设计合理的井距。

(2) 水驱控制程度。水驱控制程度指油水井连通厚度与油层总厚度的比值,水驱控制程度高,井网不需要加密,而要取得较好的开发效果,水驱控制程度需大于 70%~80%,因此,需考虑现井网达到的水驱控制程度来确定合理的井网密度^[1]。

(3) 地层压力及储层非均质性的影响。由于储层非均质性影响,高渗层水淹状况严重;油层压力偏高,而低渗层水淹状况较差,剩余油富集,地层压力较低,对于单井来说,含水较高井地层压力大,产液能力强,油井见水后,易引起流压上升,同时使得低渗层生产条件恶化,形成倒灌现象,加剧了层内干扰和地层压力分布不均,因此,为开发低渗层,需加密井网。

(4) 原油物性的影响。原油黏度对井网影响较大,黏度较高时,井网越密,产量越高;但当原油黏度较低时,其对井网影响较小,因此,原油黏度制约井网密度大小。

(5) 剩余油分布影响。井网类型、井网密度、注采系统完善程度及注采强度都会影响剩余油的形成和富集,剩余油分布与井网调整是相互依赖相互制

收稿日期:2015-12-30

作者简介:朱伟,工程师,硕士,1982 年生,2006 年毕业于西南石油大学石油工程专业,现从事油藏开发管理工作。

约的,在井网调整加密时,必须进行剩余油平面及纵向的量化。

(6)油井配产制度。油井产量低往往是由于井距过大造成渗流阻力过大,使得流体不具备足够的能量从水井流入油井井底,此外,油田开发必须在设备完好期间采出可采储量的主要部分,若以较高的配产制度开采,虽能缩短回收周期、提高经济效益,但所配产量同时受到油田地质状况、水驱波及状况、注采井网密度的制约。井网密度越大,采油井越多,配产量越大,但单井可采储量会降低,投资增大,降低了经济效益。可见配产制度与井网密度关系密切^[2]。

2.2 经济因素

(1)原油价格。原油价格对井网密度影响较大,销售收入为油田的主要收入,油田经济效益跟原油价格相关密切。井网密度影响原油产量,当油价上涨时,通过加密井网,可提高原油产量,获取高收入;当油价下跌时,关停产量较低井,减少经济损失。

(2)生产投资。生产投资包括生产过程消耗的材料、工资支出、钻井费用、建设费用等。井网密度越大,投资成本越高,油田所获利润会相应降低,当油井产能较低而投资成本较高时,应减小井网密度。

3 技术极限井距

针对 N 油田低渗油藏特点,采用势的叠加原理求解油水两相稳定渗流时的技术极限井距。对于低渗透油藏要考虑启动压力梯度^[3]。以—源—汇注采系统为研究对象,根据叠加原理,地层中任意一点 A 的势为:

$$\phi_A = \frac{q}{2\pi} \ln \frac{r_1}{r_2} + C \quad (1)$$

油井与水井井壁处的势为:

$$\phi_o = \frac{K}{\mu} (P_o - \lambda r_w) + C \quad (2)$$

$$\phi_i = \frac{K}{\mu} (P_i - \lambda R) + C \quad (3)$$

将式(2)与式(3)相减整理后得到:

$$q = \frac{\pi K [P_i - P_o - \lambda (R - r_w)]}{\mu \ln \frac{R}{r_w}} \quad (4)$$

当等产量—源—汇系统满足产液强度 q 大于或等于 0 时,所求 R 即为技术极限井距:

$$R_{\text{lim}} = \frac{P_i - P_o}{\lambda} + r_w \quad (5)$$

适用于油水两相渗流时的启动压力梯度计算公式为^[4]:

$$\lambda = a \times \left(\frac{K}{\mu_{w_{\text{wn}}} \times \mu_o^{1-S_{\text{wn}}}} \right)^{-b} \quad (6)$$

$$S_{\text{wn}} = \frac{S_w - S_{\text{wc}}}{1 - S_{\text{wc}} - S_{\text{or}}}$$

式中: P_o ——油井井底流压,MPa; P_i ——水井注入压力,MPa; λ ——启动压力梯度,MPa/m; R ——注采井距,m; r_w ——水井井筒半径,m; K ——渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ_w ——水相黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; μ_o ——油相黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; S_w ——开发到某一时刻的含水饱和度,小数; S_{wc} ——束缚水饱和度,小数; S_{or} ——残余油饱和度,小数; S_{wn} ——归一化的含水饱和度,小数; a, b ——启动压力梯度回归系数。

分流方程为:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{\text{ro}} \mu_w}{K_{\text{rw}} \mu_o}} \quad (7)$$

根据相渗曲线,不同含水饱和度对应 K_{ro} 、 K_{rw} , 可得出与含水饱和度对应含水率,根据(5)、(6)式得出极限井距与含水饱和度关系,因此,可求得不同含水率条件下的极限井距(表 1)。

由计算结果可知,在储层渗透率一定时,随含水率升高,技术极限井距增大。这是因为含水饱和度的降低引起了含水率下降,一方面水相使得储层渗

表 1 不同注采压差下技术极限井距与含水率的关系

S_w	K_{rw}	K_{ro}	f_w	启动压力梯度/ (MPa · m ⁻¹)	不同注采压差下对应技术极限井距/m				
					15 MPa	20 MPa	25 MPa	30 MPa	35 MPa
0.38	0.00	0.97	0	1.09	14	19	23	28	33
0.40	0.01	0.88	0.074	0.87	18	24	29	35	41
0.42	0.01	0.75	0.160	0.67	23	30	38	45	53
0.46	0.04	0.49	0.419	0.41	37	49	61	73	86
0.50	0.06	0.25	0.713	0.25	61	81	101	121	141
0.54	0.11	0.11	0.910	0.15	98	130	162	195	227
0.58	0.17	0.03	0.986	0.09	159	212	265	318	370
0.61	0.23	0.00	1.000	0.06	243	324	405	486	567

透性提高,另一方面启动压力梯度降低,因此,技术极限井距增大^[5]。在相同渗透性及含水饱和度条件下,随注采压差的增大,储层可动流体流动能力增强,技术极限井距增大^[6-7]。

根据 N 油田取心井启动压力梯度实验结果,回归得出 $a=1.4215$, $b=0.9$ 。N 油田束缚水饱和度为 0.36,残余油饱和度为 0.35,地层原油黏度 $76.3 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,水相黏度为 $1 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,将各参数带入(5)、(6)式中,得出技术极限井距与储层渗透率关系曲线(图 1)。

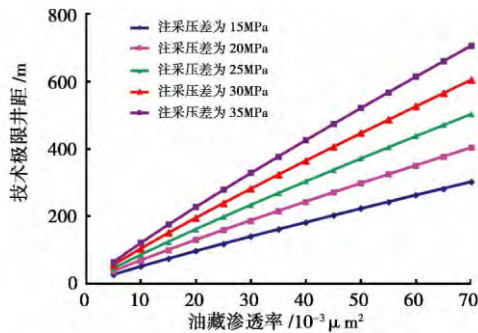


图 1 不同驱动压力下技术极限井距与渗透率关系

可以看出,当油水井注采压差及储层含水饱和度一定时,技术极限井距随渗透率升高而增大,主要是因为储层渗透率升高,启动压力梯度降低,渗流阻力减小,使得技术极限井距增大。N 油田当前含水率 90%,储层渗透率 $26.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 及注采压差 25 MPa 下对应技术极限井距为 162 m,该井距小于目前反九点 210 m 井距,因此,N 油田仍具有井网加密的潜力。

4 经济约束井网密度法

本文采用经济极限井网密度和经济最佳井网密度法确定井距合理值^[8]。

4.1 经济极限井网密度

经济极限井网密度指在一定油价下,油田盈利为 0 时的井网密度。要保持盈利,油藏井网密度必须小于经济极限井网密度^[9]。

最终采收率与井网密度关系为:

$$E_R = E_D \times e^{-a/s} \quad (8)$$

式中: a ——井网密度系数, $\text{口}/\text{km}^2$; E_D ——水驱油效率,小数; E_R ——采收率,小数; S ——井网密度, $\text{口}/\text{km}^2$ 。

开发期限内原油销售收入的将来值(V_1)为:

$$V_1 = G[NE_D e^{-a/s}/t][(1+i)^t - 1]/i \quad (9)$$

式中: G ——原油价格,元/t; i ——贴现率, f ; N ——

原油地质储量, 10^4 t ; t ——开发期限, a 。

开发投资的将来值(V_2)为:

$$V_2 = ASM(1+i)^{t-1} \quad (10)$$

式中: A ——含油面积, km^2 ; M ——单井总投资,元。

开发期限内维修及管理费用的将来值(V_3)为:

$$V_3 = ASP[(1+i)^t - 1]/i \quad (11)$$

式中: P ——单井年维修及管理费用,元。

则净收入的将来值(V)为:

$$V = V_1 - V_2 - V_3 \quad (12)$$

当 $V=0$ 时, S 即为极限井网密度 S_{lim} 。

4.2 经济合理井网密度

盈利最大时对应的井网密度为合理井网密度。如果油田的井网密度小于最佳井网密度,通过井网加密可使油田获得更高的经济效益^[10-11]。

4.3 实例应用

N 油田油藏驱油效率为 50%,现阶段总井数为 121 口,含油面积 5.4 km^2 ,井网密度为 $22.41 \text{ 口}/\text{km}^2$,预测采收率为 17.8%,计算得到井网密度系数 $a=13.11$ 。单井总投资 160 万元,维修管理及压裂费用 30 万元/年,贴现率 0.05。用曲线交会法计算不同油价下极限井网密度及合理井网密度,结果见表 2。

根据目前油价形势(2000 元/t)计算,极限井网密度为 $51 \text{ 口}/\text{km}^2$,合理井网密度为 $38.5 \text{ 口}/\text{km}^2$,N 油田目前井网密度为 $22.41 \text{ 口}/\text{km}^2$,需加密 87 口井才能达到合理井网密度,可见井网调整空间很大。

表 2 不同原油价格对应的合理及极限井距

油价/ (元 $\cdot$ t ⁻¹)	极限井 网密度/ (口 $\cdot$ km ⁻²)	合理井 网密度/ (口 $\cdot$ km ⁻²)	极限 井距/ m	合理 井距/ m
2000	51.0	38.5	140	161
2500	57.5	42.0	132	154
3000	64.0	45.5	125	148
3500	69.0	48.5	120	144
4000	74.0	51.0	116	140

5 结论

(1)影响低渗透油田井距包括开发因素和经济因素。开发因素方面,地层压力低、水驱控制程度小、波及系数小、原油物性差、剩余油多、配产高的油田需缩小井距;经济因素方面,原油价格高、投资成本低时,可适当缩小井距,获得高经济效益。

(2)N 油田当前含水率 90%、储层渗透率 $26.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 及注采压差 25 MPa 条件下,对应技术

极限井距为 162 m, 小于目前反九点 210 m 井距, 因此, N 油田仍具有井网加密的潜力。

(3) 考虑原油销售收入、经营成本、油藏采收率与井网密度关系等因素, 运用曲线交会法计算不同油价对应经济合理井网密度及经济极限井网密度。N 油田目前井网密度为 $22.4 \text{ 口}/\text{km}^2$, 极限井网密度为 $51 \text{ 口}/\text{km}^2$, 合理井网密度为 $38.5 \text{ 口}/\text{km}^2$, 需加密 87 口井才能达到合理井网密度。

参考文献

- [1] 李道品. 低渗透油田高效开发决策论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 57—86.
- [2] 王端平, 时佃海, 李相远, 等. 低渗透砂岩油藏开发主要矛盾机理及合理井距分析[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(1): 87—89.
- [3] 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.
- [4] 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.

- [5] 熊敏. 利用启动压力梯度计算低渗油藏极限注采井距的新模型及应用[J]. 石油天然气学报, 2006, 28(6): 146—151.
- [6] 贾振岐, 赵辉, 汶锋刚. 低渗透油藏极限井距的确定[J]. 大庆石油学院学报, 2006, 30(1): 104—105.
- [7] 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.
- [8] 谷维成, 莫小国, 朱学谦, 等. 文留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.
- [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] 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.
- [11] 齐与峰. 砂岩油田注水开发合理井网研究中的几个理论问题[J]. 石油学报, 1990, 11(4): 50—55.

编辑: 刘洪树

~~~~~

(上接第 122 页)

- [8] 王冠民. 济阳拗陷古近系页岩的纹层组合及成因分类[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2012, 42(03): 666—671.
- [9] Blanton. Propagation of hydraulically and dynamically induced fractures in naturally fractured reservoirs[J]. SPE15261, 1986: 1—15.
- [10] Beugelsdijk L D P C J. Experimental hydraulic fracture propagation in a multi-fractured medium[J]. SPE 59419, 2000: 1—8.
- [11] 张广清, 陈勉. 水平井水压致裂裂缝非平面扩展模型研究[J]. 石油学报, 2005, 26(3): 95—97.
- [12] 周健, 陈勉, 金衍, 等. 裂缝性储层水力裂缝扩展机理实验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(05): 109—113.

- [13] 郭印同, 杨春和, 贾长贵, 等. 页岩水力压裂物理模拟与裂缝表征方法研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2014, 33(1): 52—59.
- [14] 侯冰, 陈勉, 李志猛, 等. 页岩储集层水力裂缝网络扩展规模评价方法[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(06): 763—768.
- [15] 董如何, 肖必华, 方永水. 正交实验设计的理论分析方法及应用[J]. 安徽建筑工业学院学报(自然科学版), 2004, 12(6): 103—106.
- [16] 盛骤, 谢式千, 潘承毅. 概率论与数理统计[M]. 北京: 高等教育出版社, 2008: 59—71.

编辑: 刘洪树

### —10 well—block

Yu Yang et al (State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, 610500, China)

Main oil layers of N1S1II2 and N1S1III1 of well—block Chun 10 in Chunguang Oilfield has complicated geological features. During the process of steam soak, there was no reasonable and effective method to provide guidance for choosing injection and production parameters and therefore it hindered the improvement of economic benefits. Aiming at the above problem, the geological model which is suitable for the optimization of injection and production parameters in horizontal well has been established. Based on this geological model, the optimum injection—production parameters of different wells which have different location and layer series of development has been confirmed by numerical simulation and it can be used for choosing injection and production parameters of steam soak.

**Key words:** Chunguang oilfield; Chun—10 well block; steam soak; injection and production parameter; horizontal well; numerical simulation; orthogonal design

### 108 Study on optimized injection—production pressure difference based on breakthrough velocity

Zhu Shengju et al (Exploration and Development Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, 710018, China)

In order to bring about balanced water displacement and enhance swept areal coefficient, an optimized model about injection—production pressure difference has been established according to breakthrough time equations of inverted 9—spot well pattern by assuming every breakthrough time of production well is equal. The rational ratio of  $\Delta p_s$  (differential flowing pressure of injection well and production well on the side) to  $\Delta p_c$  (differential flowing pressure of injection well and production well on the corner) is inversely proportional to the product of geometrical factor and reservoir seepage factor. Based on the practical production data of Ordos basin, calculation results have been given. It is concluded that the rational  $\Delta p_s/\Delta p_c$  is more beneficial to balanced displacement.

**Key words:** Ordos basin; water—flooding oil reservoir; inverted 9—spot well pattern; injection—production pressure difference; breakthrough velocity

### 115 Laboratory study on influencing factors of CO<sub>2</sub> huff and puff in heavy oil reservoir

Wang Peiwen et al (Pengbo Operating Company, Cnooc Tianjin Company, Tanggu, 300452, China)

Chemical agents have been used in laboratory to generate in—situ carbon dioxide. By using heavy oil samples of some oilfield, an alternate experiment between continuous CO<sub>2</sub> stimulation + water flooding and CO<sub>2</sub> stimulation alternate + water flooding has been carried out, and the comparative analysis of oil displacement efficiency on different crude oil viscosity, physical property and oil saturation of cores has also been carried. The laboratory results indicate the viscosity of crude oil is smaller, physical properties are poor, and the cores with high oil saturation has better flooding effect.

**Key words:** CO<sub>2</sub> huff and puff; heavy oil development; oil displacement efficiency

### 123 Study on determination method of reasonable well spacing in low permeability oilfield

Zhu Wei (PetroChina Liaohe Company, Panjin, 124010, China)

Aiming at the problem of reasonable well pattern density in low permeability oilfield, starting from technical conditions of development and economic benefits, by considering the influence of starting pressure gradient, the model of technical limit well spacing has been established by using the superposition principle of potential. The relationship between technical limited well spacing and water saturation, water content and reservoir permeability is derived under different injection production pressure. According to the relationship between oil recovery rate and water drive control, well network density, sales revenue, future value of development investment, maintenance and management costs have been considered. The curve intersection method is used to calculate the corresponding economic limit well density and economic reasonable well density. Study shows that the technical level, the current development stage of the anti nine point well 210m well spacing in N block of Liaohe oilfield is less than the technical limited well spacing, and it still has the potential for encryption. In terms of economic efficiency, the oil field well density is less than the economic reasonable well density, and the well network adjustment space is very large. The research results are of significance for guiding the rational well spacing in low permeability oilfield.

**Key words:** low permeability oilfield; reasonable well spacing; limited well spacing; starting pressure gradient