

文章编号:1673-5005(2007)05-0064-05

特低渗油藏生产井初始含水率高的微观机理

谷建伟¹, 郭志华², 赵 燕¹

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061; 2. 中石化胜利油田公司 现河采油厂, 山东 东营 257067)

摘要:特低渗油藏的生产井初始含水率要比中高渗油藏的高,而且生产井开井生产后含水率有一段时间的下降。对流体流动的微观机理进行了分析。结果表明,在特低渗油藏,钻井和压裂过程造成的水锁效应使地层原油难以流动;贾敏效应的存在阻塞了油流的通道;地层微裂缝的开启与闭合、启动压力梯度的存在导致生产井初始含水率较高;岩石物性特征决定了油藏的初始含水饱和度高,进而使初始含水率比较高。

关键词:特低渗油藏;微裂缝;初始含水率;启动压力梯度;水锁效应;贾敏效应

中图分类号:TE 311 **文献标识码:**A

Microscopic seepage mechanism of initial high water cut of production wells in ultra-low permeability reservoir

GU Jian-wei¹, GUO Zhi-hua², ZHAO Yan¹

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong Province, China;

2. Xianhe Oil Production Plant of Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Dongying 257067, Shandong Province, China)

Abstract: The initial water cut of production wells in ultra-low permeability reservoirs is higher than that of in high permeability reservoirs, and the dropping trend of water cut will last for days in developing period. The analysis results of microscopic seepage mechanism show that oil flows with difficulty because of the water lock effect resulted from drilling and fracturing. Jamin effect, the open and close of microfracture, starting pressure gradient in reservoir result in high initial water cut. Because of thin throat of rocks, the initial water saturation is high, which results in the high initial water cut of production wells.

Key words: ultra-low permeability reservoir; microfracture; initial water cut; starting pressure gradient; water lock effect; Jamin effect

特低渗油藏在陆上储量中占有较大比例,是今后重要的石油接替油藏,由于其地层导流能力极低,给原油开发带来了很大困难。前人在压裂投产、井网部署、合理井距、增产增注等方面进行了大量研究,使该类油藏得以正常开发。在该类油藏的开发过程中发现,生产井初始含水率与常规的认识不同。对于中高渗油藏,地层中油水分布主要受构造和沉积环境控制,受油水重力分异因素影响,高部位生产井初始含水率低,而低部位生产井的初始含水率相对较高;沉积物性差的部位初始含水饱和度比较高,导致初始含水率较高^[1,2]。但是对于特低渗油藏,不仅构造和沉

积特征控制了初始含水率,而且压裂裂缝参数、毛管力^[3]、地层压力^[4]、贾敏效应、水锁效应、地层微裂缝、启动压力^[5,6]等微观因素也能影响初始含水率。笔者主要对引起生产井初始含水率高的微观机理进行分析,以期对特低渗油藏的开发起指导作用。

1 生产井初始含水率特征

生产井的初始含水率特征包括开井初期含水率及其变化规律。经过对胜利油区特低渗油藏的生产资料进行分析,发现生产井初期的含水率都比较高,而且随开发进行含水率有一段时间的下降。研究区

收稿日期:2006-12-10

基金项目:中石化集团公司科技攻关项目(P050203)

作者简介:谷建伟(1971-),男(汉族),河北保定人,副教授,博士,从事油气田开发方面的教学科研工作。

块为樊 31 北块,该块位于大芦湖油田的西部,主要含油层系为沙三下,根据岩性、电性特征分析,认为樊 31 北块为滑塌浊积岩,以中扇水道微相、外扇前缘、侧缘微相为主,西部构造低部位物性较好,东部高部位物性较差。2003 年投入开发,共钻 8 口生产井。这 8 口生产井开井初始含水率为 16%~92% (图 1),平均为 46.5%;其中有 7 口井含水率呈下降的变化趋势,下降时间为 2~16 个月,平均下降时间为 6.5 个月,含水率下降幅度为 9%~42%,平均下降幅度为 23%。只有 16-17 井含水率呈现上升的趋势,对该井的动液面变化和产出地层水矿化度的化验结果进行分析,证明该井的产出水主要是由于卡封失效后由沙三中而来,与沙三下没有关系。研究其他 7 口生产井初始含水率与生产层位构造深度之间的关系(图 2)发现,总体上有高部位初始含水率低,而低部位初始含水率高的特征,但是该特征相关性不高(回归曲线的相关系数 R^2 仅为 0.5408),而且这些生产井都远处于油水界面之上,都没有无水采油期。这说明除了构造对初始含水率有控制作用外,其他因素也有重要影响。

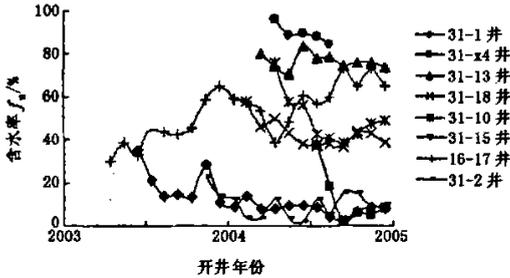


图 1 樊 31 北块单井初始含水率变化特征

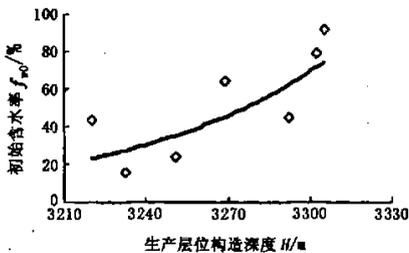


图 2 初始含水率与构造深度的关系

胜利油区的其他特低渗油藏也存在这种现象,即生产井开井后含水率较高,然后持续下降一段时间,尤其是后期打的新井该现象更明显。研究发现,不仅构造控制初始含水率,特低渗油藏特殊的地质特征和油水渗流机理也决定了其具有该种特殊的初始含水率特征。

2 初始含水率高的微观机理分析

2.1 水锁效应导致油井排出水慢

在钻井过程中,钻井液中的水会进入井底附近的地层,造成油层污染^[2]。而且特低渗油藏一般都要经过压裂投产,压裂过程中的压裂液、携砂液、顶替液与地层充分接触、侵入,也会对井底周围和压裂裂缝周围地层形成污染。虽然压裂后都有压裂液的返排过程,但是即使少量的残留液体也会对油藏造成强烈的污染。在开井初期,地层中原油首先需要将井底附近及压裂裂缝附近地层中污染的侵入水驱出。由于特低渗透油藏毛管力比较强,会产生强烈的水锁效应。采用毛管束模型研究水锁程度,在单根毛管中,流体分布如图 3 所示。

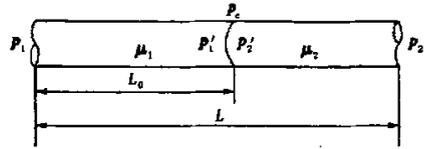


图 3 亲水孔道发生水锁时油水特征参数

设孔道长度为 L ,半径为 r ,原油粘度为 μ_2 ,地层水粘度为 μ_1 ,毛管两端压力分别为 p_1 和 p_2 ,水相侵入毛管的长度为 L_0 ,弯液面两侧压力分别为 p'_1 和 p'_2 ,产生的毛管力为 $p_c = p'_2 - p'_1$ 。将弯液面两侧的流体流动视为单相流动,根据 Poiseuille 定律可以写出油、水的流动速度表达式^[7],即

$$v_o = v_w = r^2(p_2 - p_1 - p_c) / \left\{ 8 \left[(\mu_2 L)^2 - (\mu_2 - \mu_1) \times \left[\frac{r^2 L}{4} (p_2 - p_1 - p_c) + 2\mu_2 L L_0 - L_0^2 (\mu_2 - \mu_1) \right] \right]^{1/2} \right\} \quad (1)$$

从式(1)中可以看出,当孔道中只有水在流动时,可以得到水的流动速度表达式,并可以据此求出水全部通过长度为 L 的毛管时所需要的时间,即

$$v_w = \frac{r^2(p_2 - p_1)}{8\mu_1 L} \quad (2)$$

$$t_w = \frac{8\mu_1 L^2}{r^2(p_2 - p_1)} \quad (3)$$

同时,油将水排出整个毛管的时间为

$$t = \frac{4(\mu_1 - \mu_2)(x^2 - L_0^2) + 8\mu_2 L(x - L_0)}{r^2(p_2 - p_1 - p_c)} \quad (4)$$

当外来流体侵入毛管长度 L 时,将侵入的流体排出所需要的时间 t_0 为

$$t_0 = \frac{4L^2(\mu_1 + \mu_2)}{r^2(p_2 - p_1 - p_c)} \quad (5)$$

对于低渗透油藏,孔道比较细小,侵入液体不容易返排,造成水锁的发生。比较式(3)和式(5)可以看出,水相在毛管中的排出时间要比油驱水所用的时间短,即只含有水的孔道中流体流速大于污染孔道中油驱水的速度。

岩石的微观孔喉尺寸是不均匀的,设最大孔喉对应的最小毛管压力为 p_{cmin} ,最小孔喉对应的最大毛管压力为 p_{cmax} 。流动驱动压差为 $\Delta p = p_2 - p_1$,当 Δp 处于不同的范围内时,可以分析油井初始含水率。

当 $\Delta p > p_{cmax}$ 时,外加的压差能克服所有压力的影响,此时水锁现象不会发生,开井后首先是原油将侵入水排出到井底,因此油井初始含水率比较高。大孔喉中水排出速度快,小孔喉中排出速度慢。当排水过程完毕后,开始产油,因此含水率开始呈现下降的变化趋势。当 $p_{cmax} > \Delta p > p_{cmin}$ 时,外加的驱动压差能克服较大孔喉的附加压力,但是并不能克服小孔喉的附加压力,即只有一部分毛管孔道中的油能驱动侵入水,同样造成初始含水率高,并且含水率有下降的趋势。当 $\Delta p < p_{cmin}$ 时,在油流通道中外来侵入的水将油全部堵死,油驱动水排出的速度为0,而水流通道中水的流量不发生变化,这种情况下生产井含水率极高,而且持续时间长。

采用樊31北块流体和岩石物性平均参数,根据两口井918块样品资料统计分析,平均孔隙度为11.54%,平均渗透率为 $0.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大孔喉半径为 $1.27 \mu\text{m}$,平均值 r 为 $1.12 \mu\text{m}$,排驱压力平均值为 1.29 MPa ,属于低孔特低渗储层。该区块平均井距 R_e 为 300 m ,井底半径 R_w 取 0.1 m 。设流体侵入的距离为井底周围 1 m 范围,原始地层压力 p_e 为 30 MPa ,井底压力 p_w 为 20 MPa ,地层水粘度为 $0.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,油水之间的界面张力 σ 为 3 mN/m ,润湿角度 θ 为 0 。采用稳定渗流公式计算距离井底 1 m 位置的地层压力为

$$p = p_w + \frac{p_e - p_w}{\ln \frac{R_e}{R_w}} \ln \frac{R}{R_w} = 22.88 \text{ MPa}$$

地层中毛管压力为

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = 22.222 \text{ kPa}$$

采用式(5)可以计算出流体返排时间为

$$t_0 = \frac{4L^2(\mu_1 + \mu_2)}{r^2(p_1 - p_2 - p_c)} = 222 \text{ d}$$

从计算结果看,在平均孔喉半径范围内,排出侵入流体需要 222 d ,而实际的孔喉分布不一样,大孔喉中流体排出时间短,小孔喉中流体排出时间长,因此造成油井在开井后相当一段时间内含水率比较高,而且随时间延长含水率持续下降。

2.2 贾敏效应的影响

特低渗透油藏的孔喉细小,油水流动阻力大,而且一般呈现水湿特征。原油在地层孔隙的流动过程中极易发生卡断现象,形成孤立的油珠,贾敏效应比较明显。贾敏效应不仅在井底附近造成水锁,在地层中同样水锁比较严重。油珠的形成虽然阻止了油流的通道,但由于润湿性的差异,水可以通过岩石的表面以水膜的形式流动^[9]。在一些比较细小的孔道中主要是水在流动,因此造成生产井开井的含水率比较高。由于地层微观孔喉变化复杂,在地层中会出现多个油珠,对整个地层的油水流动的影响非常显著。

2.3 微裂缝的存在

特低渗油藏中一般都存在天然微裂缝,因此可以将特低渗油藏看成双重介质,即具有孔隙基质和天然微裂缝两部分。在油藏原始状态下,这些微裂缝处于开启、半开启或者闭合的状态。由于低渗透油藏的地层导流能力低,加之井底附近存在贾敏效应,因此注水井井底压力异常高(图4),在异常高压作用下天然微裂缝开启,由于微裂缝的导流能力高于地层孔隙基质的导流能力,因此注入水沿地层微裂缝向远处传播,其传播的范围和速度要大于基质孔隙传播水的范围和速度。这样地层微裂缝中存储部分注入水,造成微裂缝中地层压力要高于基质部分的压力,因此微裂缝中的水在压差作用下逐渐向基质孔隙中渗流,改变微裂缝周围地层中的油水原始分布特征,使含水饱和度上升。同时在微裂缝与孔隙基质之间发生类似于井底水力压裂裂缝与地层间的贾敏效应和水锁效应。但是通过微裂缝传输的水量是有限制的,微裂缝发育程度越高,传输的水量越大,反之,传输的水量越小。此外,由于远离注水井井底处为原始地层压力,而且注水井井底附近压力损耗大,远离注水井的微裂缝存储的水量不会太多。例如樊31块开发初期(1994年)化验得到地层水矿化度为 66.255 g/L ,而后期未动用区域的新井地层水矿化度(2004年4月化验新井31-13的地层水矿化度为 51.494 g/L)要低于该值,这说明地层水受到了注入水部分影响。

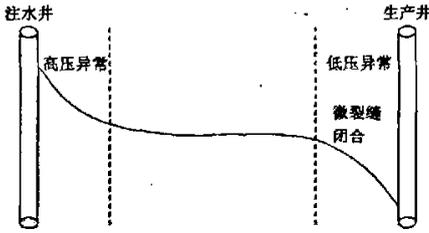


图 4 特低渗油藏中压力分布

当有新的生产井开井投产时,井底压力降低,生产井周围地层中的微裂缝中储存的水首先流入井底,造成生产井开井初始含水率比较高。同样由于特低渗油藏的导流能力低,开井后在生产井周围产生异常低压,地层压力降低,生产井周围的微裂缝随着时间的延长而闭合,微裂缝失效。孔隙基质开始向地层中供液(主要为油),因此生产井的含水率开始逐渐降低,并持续一段时间。由于天然微裂缝影响导致的生产井在开井初期的产水量为

$$W_p = AH\gamma V_p \varphi.$$

式中, W_p 为地层中微裂缝储存的水量, m^3 ; A 为生产

井周围低压异常区域的面积, m^2 ; H 为地层厚度, m ; γ 为裂缝的体积密度, $条/m^3$; V_p 为单根微裂缝的体积, m^3 ; φ 为裂缝的孔隙度, 小数。

2.4 特有的岩石物性特征

特低渗透油藏的岩石颗粒比较细小,形成的储层孔喉小,对流体流动的阻力大。根据成藏的基本理论,初始状态下地层主要被地层水所饱和,油源生成的原油经过运移到达储层,将地层水驱走,形成油藏。由于特低渗油藏的孔喉细小,在油驱水的过程中,原油首先进入较大的孔喉空间,较小的孔喉空间由于毛管力大,储存的流体主要还是地层水。因此与中高渗油藏相比,特低渗油藏的初始含水饱和度都比较高,而且岩心分析表明其初始含水饱和度高于束缚水饱和度。根据分流方程,初始含水饱和度高,导致生产井初始含水率也比较高。对樊 31 北块 31-10 井的岩心资料分析(图 5)发现,岩石孔喉越细小,初始含水饱和度越高;地层渗透率越低,初始含水饱和度越高。

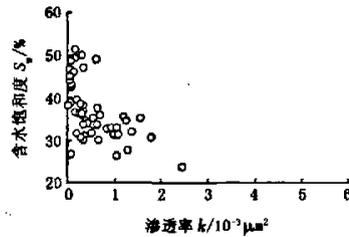
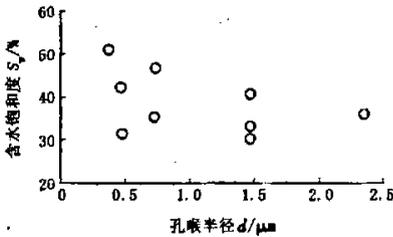


图 5 31-10 井岩心分析资料

2.5 启动压力梯度的存在

特低渗油藏中流体流动都存在启动压力梯度,而且地层渗透率越低,启动压力梯度越高。启动压力梯度的存在会使生产井的含水率上升^[5,10]。这里主要考虑地层压力变化对启动压力梯度的影响。启动压力梯度可以表示为

$$G_{dp} = \sqrt{\varphi/2k\tau_0}.$$

式中, k 为渗透率; τ_0 为流体的屈服应力。

根据毛管束模型,渗透率与孔隙度存在以下关系^[7,9]:

$$k = \varphi r^2/8. \tag{6}$$

式中, r 为孔喉半径。将式(6)代入到 G_{dp} 的表达式中,整理得

$$G_{dp} = 2\tau_0/r. \tag{7}$$

从式(7)可以看出,启动压力梯度与孔喉半径成反比。地层压降越大,地层渗透率降低越严重,孔喉的尺寸越小,启动压力梯度上升得越多,因此使生产井开井

初期的含水率比较高。根据樊 31 块的敏感性试验资料(图 6 中岩心 51,40,79,123 的渗透率分别为 $0.49 \times 10^{-3}, 0.69 \times 10^{-3}, 1.06 \times 10^{-3}, 0.77 \times 10^{-3} \mu m^2$)该区块具有较强的压力敏感性,地层压力下降,启动压力梯度上升明显。依据试验数据,当井底附近地层压力下降 10 MPa 时,地层渗透率会减小 35%,根据式(6)和式(7)计算,孔喉尺寸减小 20%,启动压力梯度增加 25%,因此导致相应的含水率也有所上升(图 6)。

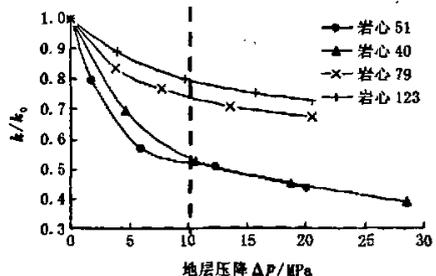


图 6 樊 31 北块岩心压力敏感性分析结果

3 结 论

(1) 特低渗油藏油井开井初始含水率都比较高,而且会持续下降一段时间。

(2) 水锁效应阻塞了井底附近流体流动通道,油排出侵入水需要较长时间,使初始含水率较高。

(3) 特低渗油藏孔喉细小,贾敏效应不仅使油藏形成初期的高初始含水饱和度,而且在开发过程中使油的流动阻力远远大于水的流动阻力。

(4) 地层微裂缝的存在,会传播并储存部分注入水,生产井开井初期微裂缝中的水首先产出,待地层压力降低,微裂缝闭合后,其影响消失。

(5) 启动压力梯度的存在,使含水率上升,并且随地层压力的降低,启动压力梯度增加,含水率也增加。

参考文献:

- [1] 曾溅辉,王洪玉. 层间非均质砂层石油运移和聚集模拟实验研究[J]. 石油大学学报:自然科学版, 2000, 24(4):108-111.
ZENG Jian-hui, WANG Hong-yu. Experimental study on oil migration and accumulation in the heterogeneous sand beds of different porosity and permeability[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2000, 24(4):108-111.
- [2] 王友净,林承焰,董春梅,等. 长堤断裂带北部地区剩余油控制因素与挖潜对策[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2006, 30(4):12-16.
WANG You-jing, LIN Cheng-yan, DONG Chun-mei, et al. Control factors of remaining oil distribution and potential exploitation measures in the northern part of Changdi fault belt[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 30(4):12-16.
- [3] 张新红,秦积舜. 低渗岩心物性参数与应力关系的试验研究[J]. 石油大学学报:自然科学版, 2001, 25(4):56-60.
ZHANG Xin-hong, QIN Ji-shun. Relation of ground stress with the properties of low permeable core[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2001, 25(4):56-60.
- [4] 宋付权,刘慈群. 含启动压力梯度油藏的两相渗流分析[J]. 石油大学学报:自然科学版, 1999, 23(3):47-51.
SONG Fu-quan, LIU Ci-qun. Analysis of two phase fluid flow in low permeability reservoir with the threshold pressure gradient[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1999, 23(3):47-51.
- [5] 谷建伟,于红军,彭松水,等. 复杂条件下的低渗透油藏生产特征[J]. 石油大学学报:自然科学版, 2003, 27(3):55-57.
GU Jian-wei, YU Hong-jun, PENG Song-shui, et al. Production features in complex low permeability reservoir[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2003, 27(3):55-57.
- [6] 马洪兴,史爱萍,王志敏,等. 低渗透砂岩油藏水锁伤害研究[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(4):49-51.
MA Hong-xing, SHI Ai-ping, WANG Zhi-min, et al. Water blocking investigation on low permeability sandstone reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(4):49-51.
- [7] 秦积舜,李爱芬,孙仁远. 油层物理学[M]. 东营:石油大学出版社, 2001:178-180.
- [8] 黄延章. 低渗透油层渗流机理[M]. 北京:石油工业出版社, 1999.
- [9] 李留仁,赵艳艳,李忠兴,等. 多孔介质微观孔隙结构分形特征及分形系数的意义[J]. 石油大学学报:自然科学版, 2004, 28(3):105-107.
LI Liu-ren, ZHAO Yan-yan, LI Zhong-xing, et al. Fractal characteristics of micropore structure of porous media and the meaning of fractal coefficient [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2004, 28(3):105-107.
- [10] 谷建伟. 基于微观渗流机理的宏观油藏数值模拟研究[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2006, 31(1):77-81.
GU Jian-wei. Macroscopic numerical reservoir simulation based on microscopic percolation mechanism [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 31(1):77-81.

(编辑 李志芬)