

特高含水期提液效果影响因素及提高采收率机理

——以胜坨二区沙二段7⁴—8¹单元为例

张超¹, 郑川江^{2,3}, 肖武¹, 王滨¹, 刘宽²

(1. 中国石化胜利油田分公司地质科学研究院, 山东 东营 257015;

2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500;

3. 延长油田股份有限公司永宁采油厂, 陕西 延安 717500)

摘要:油井提液已成为改善开发效果、实现稳产增产的重要措施之一。为了明确非均质油藏特高含水期提液水驱油机理的特殊性,以胜坨二区沙二段7⁴—8¹为实验模拟单元,通过室内物理模拟实验,对特高含水期提液效果的影响因素及提高采收率机理进行了研究。结果表明,单层提液水驱初期的含水率先降低再升高,且上升趋势变缓,能明显提高原油采收率,但不能仅靠增大水驱压差来提高采出程度;对于多层提液水驱,常规水驱时层间非均质性越强,低渗透层受高渗透层的干扰越严重,难以建立有效的驱动压差,从而导致采收率低,相反,渗透率级差越低,其采收率越高。提液能明显提高原油采收率,其效果主要受储层非均质性、提液幅度及注入量的影响。对于提液水驱,提高水驱压差能够提高高渗透层的水驱波及效率,改善低渗透层原油的动用情况;同时,驱替速度与剥蚀速度的平衡也关系到提液提高采收率的效果。

关键词:特高含水期 提液效果 层间非均质性 水驱波及效率 驱替速度 胜坨二区

中图分类号: TE357

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)05-0088-04

水驱油藏开发中后期产油量大降低,尤其是特高含水开发后期,“三高”特点显著,开发调整难度大,综合调整对策通常包括:①细分开发层系,有效减少层间干扰,充分发挥油层产能,提高油层动用程度;②井网加密调整,提高储量控制程度,实现油水井均衡驱替;③实施油井提液,释放非主力油层能量,提高单井产能;④应用水平井,实现局部发育较单一储层或底部水淹较严重储层的有效动用,提高采油速度^[1-3]。其中,油井提液已成为改善开发效果、实现稳产增产的重要措施之一。笔者以胜坨二区沙二段7⁴—8¹为实验模拟单元,通过室内物理模拟实验,对特高含水期提液效果的影响因素及提高采收率机理进行研究,以期特高含水期油田提高采收率提供依据和指导。

1 实验模拟单元概况

胜坨二区沙二段7⁴—8¹单元是以三角洲前缘沉积为主的弱亲水砂岩油藏,构造简单,最大含油面积为10 km²,石油地质储量为2 183×10⁴ t。储层物性较好,平均孔隙度为28%,平均空气渗透率为2.1

μm²,原始含油饱和度为65%;储层非均质性强,层间渗透率级差为7.8,平面渗透率变异系数为0.3;地饱压差大,原始地层压力为21.3 MPa,饱和压力为11 MPa,目前地层总压降为7.41 MPa,存在边水水体,但天然能量微弱。原油物性平面差异较大,平均地面原油密度为0.92 g/cm³,平均地层原油粘度为22 mPa·s。自1966年注水开发以来,大致经历了3个开发阶段:中低含水期(1966—1978年),综合含水率低于60%,阶段末采出程度为15.6%;中高含水期(1979—1989年),综合含水率为60%~90%,阶段末采出程度为30.6%;特高含水期(1990年至今),2012年12月综合含水率达97.67%,累积产油量为962.8×10⁴ t,采出程度为44%。目前,该油藏开发存在注采井网不完善、储量控制程度低、潜力认识不清等问题^[4-5]。

2 实验准备及步骤

2.1 实验准备

实验设备包括:直径为2.5 cm、长度为100 cm的填砂管;高压恒压恒速泵,流量为0.001~50 mL/

min,精度为 ± 0.001 mL/min,压力为0~20 MPa,精度为 ± 0.01 MPa;中间容器,容积分别为5,2和1 L,承压为30 MPa;压力采集系统,压力分别为0~0.1,0~1和0~10 MPa,精度为 $\pm 0.000 1$ MPa。

实验用水为胜坨二区沙二段7⁴—8¹油藏的注入水、地层水;实验用油为该油藏的脱气原油,80℃下粘度为55 mPa·s;实验用砂为石英砂;实验温度为油藏温度,即80℃。

单层提液所用填砂管采用石英砂填制,填制完成后,将实验温度控制在(80 \pm 0.5)℃,以3 mL/min的流速将地层水注入填砂管,至压力平稳后记录压力,计算渗透率,控制渗透率为(0.2 \pm 0.02) μm^2 ,否则重新填制。

多层提液所用填砂管制备同单层提液,2层渗透率级差分别为4(0.2 μm^2 /0.8 μm^2),7(0.2 μm^2 /1.4 μm^2)和10(0.2 μm^2 /2.0 μm^2);3层渗透率级差分别为2.5(0.8 μm^2 /1.4 μm^2 /2.0 μm^2)和10(0.2 μm^2 /1.0 μm^2 /2.0 μm^2);6层渗透率级差为15(0.2 μm^2 /0.6 μm^2 /1.0 μm^2 /1.4 μm^2 /2.0 μm^2 /3.0 μm^2)。

2.2 实验步骤

单层提液实验步骤包括:①饱和原油,依次以1,2,3 mL/min的流速饱和脱气原油,直至不再出水,饱和完成后,当入口压力小于0.1 MPa时关闭填砂管两端阀门,并记录饱和油量,计算含油饱和度约为80%,在实验温度下老化48 h,编号1—5;②常规水驱,将1号填砂管用注入水恒压(0.08 MPa)水驱至含水率为99%;③提液水驱,将2—5号填砂管用注入水恒压(0.08 MPa)水驱至含水率为90%后,分别提高水驱压差至0.12,0.14,0.16和0.20 MPa,继续驱替至含水率为99%。

多层提液实验步骤包括:①饱和原油,同单层提液实验步骤①;②常规水驱,并联填砂管用注入水恒压(0.08 MPa)水驱至综合含水率为99%;③提液水驱,并联填砂管用注入水恒压(0.08 MPa)水驱

至综合含水率为90%后,提高水驱压差至0.12 MPa继续驱替至综合含水率为99%(第1次提液),再次提高水驱压差至0.16 MPa继续驱替至综合含水率为99%(第2次提液)。

3 提液效果影响因素

3.1 单层提液

单层提液实验结果表明,单层提液效果受水驱压差(提液幅度)控制(表1)。提高水驱压差,注入量明显增大,采收率大幅度提高。这是因为提高水驱压差可增大压力梯度,通过扩大水驱波及效率,动用此前未能启动的原油,提高采收率。但当水驱压差过大,即注入速度过高时,注入水沿大孔道单相突进,以非活塞方式驱油,导致水驱波及效率降低;与此同时,造成含水率上升速度过快,降低了驱油效率。因此,不能仅靠增大水驱压差来提高产量和采收率。水驱压差存在临界值,临界值附近的提液效果最佳;偏离临界值,提液效果变差。因此,最佳水驱压差为0.14~0.16 MPa。

表1 单层提液总采收率与总注入量对比

水驱类型	填砂管编号	水驱压差/MPa	总采收率,%	提高采收率,%	总注入孔隙体积倍数	注入孔隙体积倍数增量
常规水驱	1	0.08	57.60		1.93	
	2	0.12	67.43	9.83	4.79	2.86
提液水驱	3	0.14	71.95	14.35	6.04	4.11
	4	0.16	71.89	14.29	8.02	6.09
	5	0.20	68.46	10.86	7.75	5.82

3.2 多层提液

3.2.1 层间非均质性

从多层提液效果的影响因素对比结果(表2)可以看出,对于2层提液水驱,渗透率级差越低,相对提高采收率越高。均质性越好的储层越易建立高

表2 多层提液效果的影响因素对比

层数	渗透率级差	提液前阶段采出程度,%	第1次提液		第2次提液		提高采收率,%	提液阶段注入孔隙体积倍数
			阶段采出程度,%	阶段注入孔隙体积倍数	阶段采出程度,%	阶段注入孔隙体积倍数		
2	4	32.97	15.98	3.61	22.22	22.86	19.14	26.47
	7	33.93	14.77	3.52	20.53	31.79	24.09	35.31
	10	27.67	15.96	6.80	21.76	33.92	22.49	40.72
3	2.5	56.79	23.95	9.10	1.25	1.51	4.77	10.61
	10	37.74	14.71	3.82	27.32	38.37	29.44	42.19
6	15	20.35	25.47	9.04	5.10	5.84	11.05	14.88

的驱动压差,渗透率相对较低的层在水驱中能得到有效动用。随着非均质性的增强,低渗透层受高渗透层的干扰加剧无法得到有效动用,从而影响最终水驱采收率。但是,对于3层提液水驱,渗透率级差为2.5的非均质性中等储层,其各层在提液前的动用情况均很好,采出程度达56.79%,比渗透率级差为10的高了近20%,因此,提液并未能大幅度提高

其采收率,仅提高4.77%。对于6层提液水驱,储层非均质性强,其提高采收率也仅为10%左右,各层动用情况差异很大。

将3层和6层提液水驱中渗透率级差为4,7和10的储层与相应级差2层提液水驱的提液效果进行对比(表3)可知,2层提液水驱的提液效果普遍优于6层的,而且储层均质性越好,提液效果越好。

表3 不同渗透率级差多层提液效果影响因素对比

级差	层数	提液前		提液阶段		总采收率,%	提高采收率,%	总注入孔隙体积倍数
		阶段采出程度,%	阶段注入孔隙体积倍数	阶段采出程度,%	阶段注入孔隙体积倍数			
4	2	32.97	1.07	38.20	26.47	71.17	19.14	27.54
	6	3.66	0.03	28.04	1.09	31.70	13.10	1.12
7	2	33.93	0.82	35.31	35.31	69.24	24.09	36.13
	6	11.09	0.12	28.51	5.46	39.59	12.24	5.58
10	2	27.67	0.94	37.72	40.72	65.39	22.49	41.66
	3	35.18	1.51	33.06	48.22	68.25	25.65	49.73
	6	12.79	0.19	24.52	3.45	37.30	9.22	3.63

3.2.2 储层层数

储层层数对提液水驱提高采收率效果的影响较大,对比表2中渗透率级差同为10的2层与3层提液水驱,2层组合的非均质性更强,3层组合在提液前储层动用程度更高,提液效果更好。6层提液水驱层间干扰严重,提液改善低渗透层动用情况的效果差。从表3可见,6层提液水驱中渗透率级差为4,7和10的储层的提液效果比相应级差2层提液水驱的提液效果差,这也说明储层层数越多,提液效果越差。因此,层数的影响可归结于层间非均质性的影响,非均质性越弱,提液效果越好。

3.2.3 提液幅度及注入量

对比表2中的2层提液水驱,提液前阶段的采出程度差异不大,但其阶段注入孔隙体积倍数存在明显差异,储层非均质性越强,注入孔隙体积倍数越大。对比3层和6层提液水驱中渗透率级差为10的储层与相应级差2层提液水驱的提液效果发现,3层提液水驱的采出程度高于2层提液水驱的,这主要是由于其注入孔隙体积倍数比2层提液水驱高(表3)。

4 提高采收率机理

4.1 毛管数增大

在两相渗流时,毛管中同时存在粘滞力和毛管力,而毛管数表征了渗流过程中动力和阻力即粘滞

力与毛管力的相对影响,决定其中油滴的运动状态、滞留位置和滞留油滴的大小,即两相液体在多孔介质中的微观分布。对于特定孔隙介质,不同孔隙中不同大小的油滴能否开始移动都与毛管数有关,也就是说,与粘滞力和毛管力哪个占优势及其占优势的程度有关。

注水开发后期,毛管数一般为 $10^{-7} \sim 10^{-6}$ 。水驱剩余油流动的临界条件是毛管数为 $10^{-6} \sim 10^{-5}$ 。增加毛管数将显著提高采收率,理想状态下毛管数增加至 10^{-2} 时,采收率可达到100%。就其提高采收率的机理而言,在水驱油过程中,对于一定润湿性和渗透率的多孔介质,注入压差和驱替速度越大,其毛管数也越大,即排驱油滴的动力越大,剥离油膜的能力越强。因此,提液水驱能克服细小毛细孔道的阻力效应,动用原本无法驱动的原油。在注入量增大的同时,产油量亦有所增加,能延缓含水率上升趋势,进而提高采收率。对于渗透率级差高的储层,大量注入水沿高渗透通道渗流,导致低渗透层吸水量有限,动用程度较低,提液水驱可提高高渗透层的水驱波及效率;对于渗透率级差低的储层,层间干扰相对较弱,提液水驱可改善低渗透层原油的动用程度^[6]。

4.2 剥离油膜的能力增强

大量水驱油微观渗流实验表明^[7-12],束缚水分布于岩石颗粒表面及细小孔道,在水驱油过程中,束缚水起着剥离原油的作用。注入水的驱油机理

主要有2种:①注入水沿孔道中心阻力较小部位向前突进,驱替原油,即为驱替机理;②穿破油膜与束缚水汇合,沿着岩石颗粒表面向前流动,此时,得到补充的束缚水将原油从颗粒表面剥蚀,并推离颗粒表面,即为剥蚀机理。被剥蚀下来的原油被注入水驱走,束缚水汇入注入水中,颗粒表面则被注入水占据。

孔道中部水驱油推进的速度(v_1)与束缚水剥蚀油膜向前推进的速度(v_2)分别对应于驱替机理和剥蚀机理。当 $v_1=v_2$ 时,原油被束缚水从颗粒表面剥蚀下来,当即被孔道中部的注入水驱走,此时水驱油的驱替机理和剥蚀机理都得到充分利用,孔道中的水驱油呈活塞式,水驱油的效率最高。当 $v_1>v_2$ 时,注入水可把孔道中部的原油驱走,而靠近孔壁的原油因未被剥蚀而滞留;同时,小孔道中的原油也因圈闭而滞留。当 $v_1<v_2$ 时,注入水则沿着颗粒表面的束缚水通道向前突进,在喉道处与相邻颗粒上的束缚水汇合,将孔道中还未被驱走的油分割、切断,使其滞留下来。两者速度不等导致水驱油过程呈现微观非活塞式,驱油效率都将相应降低。

当 v_1 与 v_2 达到平衡时,孔道中的水驱油呈活塞式,水驱油的效率最高。这就相当于单层提液水驱达到临界水驱压差时,此时能充分动用低渗透孔道中的原油,同时延缓含水率上升趋势,大幅提高采收率。当2层或多层提液水驱时,低渗透层受到高渗透层的强烈干扰,第1次提液阶段吸水量未能得到明显改善,而高渗透层相对较细的毛管中的原油得到动用,同时注入水流速增大也增强了对粗毛管中边界层原油的剥蚀作用,导致该阶段采收率贡献主要体现在中、高渗透层。继续提高水驱压差进行第2次提液时,对于高渗透层而言, v_1 和 v_2 都会增大,但由于孔道中部阻力相对较小,注入水还是会沿高渗透层大孔道突进。同时,边界层越来越薄,水驱的剥蚀作用越来越弱,剥蚀出来的油滴在细小孔喉处的贾敏效应进一步增大了高渗透层原油的动用难度,再加上在提液前,高渗透层因其较好的渗流条件,层内原油动用程度高,使其在提液阶段的采收率没有大幅提高;而低渗透层的吸水量因提液而得到改善,采收率得以提高。

5 结论

对于单层提液水驱,在提液初期含水率先降低

再升高,上升趋势变缓,能明显提高原油采收率。提液效果受提液幅度影响,存在临界水驱压差,不能仅靠增大水驱压差提液来提高采收率。对于多层提液水驱,常规水驱时层间非均质性越强,低渗透层受高渗透层的干扰越严重,难以建立有效的驱动压差,采收率低;相反,渗透率级差越低,其采收率越高,注入量也越大,其中,高、中渗透层的贡献占主导。因此,提液提高采收率的效果主要受储层非均质性、提液幅度及注入量的影响。

对于提液水驱,提高水驱压差能克服由毛管力引起的各种阻力效应,提高高渗透层的水驱波及效率,改善低渗透层原油的动用程度。同时,驱替推进速度与剥蚀速度的平衡决定了提液提高采收率的效果。因此,对于提液水驱,需要合适的压差充分发挥水驱的作用,在保证中、高渗透层开发效果的同时,也能充分改善低渗透层的动用程度,从而提高多层合采时的原油采收率。

参考文献:

- [1] 唐晓红.埕岛油田中高含水期综合调整对策研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):90-93.
- [2] 冯其红,石飞,王守磊,等.提液井合理井底流动压力的确定[J].油气地质与采收率,2011,18(3):74-76,89.
- [3] 任允鹏,李秀生,吴晓东.埕岛油田馆陶组提液时机及技术界限研究——以埕北11井区为例[J].油气地质与采收率,2009,16(2):91-93.
- [4] 崔虹霞,蔡传强,赵红兵,等.胜坨油田特高含水期油层内潜力研究及挖潜措施[J].油气地质与采收率,2001,8(1):44-47.
- [5] 李青英,吴晓东,李淑霞.特高含水深度开发阶段调整挖潜技术政策界限——以胜坨油田坨28断块沙二段7-8单元为例[J].油气地质与采收率,2010,17(6):97-100.
- [6] 叶仲斌.提高采收率原理[M].2版.北京:石油工业出版社,2007.
- [7] 吕伟峰,冷振鹏,张祖波,等.应用CT扫描技术研究低渗透岩心水驱油机理[J].油气地质与采收率,20013,20(2):87-90.
- [8] 苏娜,黄健全,韩国辉,等.微观水驱油实验及剩余油形成机理研究[J].断块油气田,2007,14(6):50-51.
- [9] 王瑞飞,孙卫.特低渗透砂岩微观模型水驱油实验影响驱油效率因素[J].石油实验地质,2010,32(1):93-97.
- [10] 刘柏林.苏北盆地陈堡油田微观水驱油机理及水驱油效率影响因素研究[J].石油实验地质,2003,25(2):178-181.
- [11] 郭小美,孙雷,周涌沂,等.裂缝性油藏大尺度可视化水驱油物理模拟实验[J].特种油气藏,2011,18(3):109-111.
- [12] 陈霆.非均质储层模型微观水驱油实验[J].油气地质与采收率,2007,14(4):72-75.