

文章编号:1673-8217(2008)03-0078-04

孤东油田疏松砂岩油藏不稳定注水矿场实践

王学忠¹,谷建伟²,曾流芳¹,姚军²,沈国峰¹

(1. 中国石化胜利油田分公司孤东采油厂,山东东营 257237;2. 中国石油大学(华东)石油工程学院)

摘要:孤东油田1996年开展了单井单层单向、单井多层单向、多井多层单向三类井组不稳定注水试验,初步见效。1999年应用物理模型、数值模拟、渗流力学和油藏工程方法,对油层非均质性、毛管力、原油物性、开发井网、不稳定注水时机、压力保持状况、注水强度和注水周期等因素开展了不稳定注水机理研究,研究表明孤东油田适合不稳定注水。在试验初见成效和不稳定注水理论的支持下,2001年又在孤东七区西6³⁻⁴等5个区块进行了整体不稳定注水,其应用效果表明,不稳定注水投资少、见效快、增油明显,对油藏条件要求宽,能够有效地减少无功注水、无功采液和挖掘剩余油潜力,是一种深化二次采油、改善水驱油藏开发效果的有效技术方法。

关键词:不稳定注水;矿场实践;疏松砂岩油藏;孤东油田

中图分类号:TE34

文献标识码:A

不稳定注水又称周期注水、间歇注水、脉冲注水,先后在我国扶余、葡萄花、太南和克拉玛依等油田进行了矿场试验,并取得一定成效^[1~3]。孤东油田是1986年投入开发的大型常规稠油油藏,通过大规模产能建设、注水开发和井网加密调整,年产量连续10年保持在 300×10^4 t以上。由于储量一次动用,进入高含水期后的1996年,产量递减明显加快。为了减缓产量递减,同年在该油田开展了井组不稳定注水试验、钻打水平井、聚合物驱工业化应用和稠油热采等试验,2001年在与石油大学合作开展不稳定注水机理研究的基础上,又进行了单元整体不稳定注水试验,现已发展为优化注水、优化产液结构,提高水驱波及体积的一项成熟技术。

1 基本地质特征

孤东油田是渤海湾盆地济阳拗陷的一个大型披覆背斜构造整装滩海油田。三组断裂将油田切割为8个自然区块,纵向上发育馆陶组、东营组、沙河街组三套含油层系,馆陶组为主力含油层系,属河流相沉积,地质储量 2.3×10^8 t,占油田储量的87%,油层埋深1 195~1 350 m,平均孔隙度33.3%,平均空气渗透率 $1.568 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地面原油粘度450~5 000 mPa·s,地下原油粘度50~130 mPa·s。具有正常压力系统和地温梯度,压力系数1.0,地饱压差1.0~3.0 MPa,地温梯度3.4 °C/100 m,原始气油比为33 m³/t。边水能量较小,仅有少数区块边水较活跃。

2 不稳定注水效果影响因素

根据孤东油藏特点,通过建立理论地质模型评价了地质和开发因素对不稳定注水效果的影响。模型平面上长850 m,宽340 m,划分为 17×17 个网格。纵向分两层,上面是低渗透层,下面是高渗透层。低渗层厚度2 m,孔隙度30%,空气渗透率 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度65%;高渗层厚度4 m,孔隙度33%,空气渗透率 $1500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度65%。采用行列注采井网,5口油井,5口水井,井距200 m,排距320 m。地面原油粘度1 000 mPa·s,地下原油粘度30 mPa·s,原油地面密度0.973 g/cm³,原油地下密度0.882 g/cm³,地层水粘度0.4 mPa·s,原始溶解气油比45 m³/t,原油压缩系数 9.3×10^{-4} /MPa,地层水压缩系数 3.3×10^{-4} /MPa,岩石压缩系数 2.3×10^{-4} /MPa,饱和压力11.2 MPa,原始地层压力14.0 MPa。

(1)平面非均质影响。模拟平面渗透率变异系数分别为0.35、0.45、0.5、0.55时,不稳定注水采收率增加值依次为3.0、3.2、4.1、5.0个百分点。地层非均质性越严重,水驱过后低渗透层中剩余油越多,不稳定注水效果越好。

(2)纵向非均质影响。模型中设置渗透率差异

收稿日期:2007-12-25;改回日期:2008-03-15

作者简介:王学忠,高级工程师,1972年生,1993年毕业于石油大学油藏工程专业,2006年获中国石油大学石油与天然气开发专业硕士学位,现主要从事油藏工程研究。

较大的两层,在渗透率比例分别为0.15、0.2、0.4、0.8时,不稳定注水采收率增加值依次为7.0、6.0、4.0、2.0个百分点。随着层间渗透率差异增大,不稳定注水效果变好。

(3)毛管压力影响。毛管压力的出现,使水驱油过后,部分原油还残存在微小孔隙中,经过较长时间的注水后,地层压力趋向稳定,不发生改变。例如当含水饱和度为0.4时,选出四组毛管压力数据,数值依次增大,再加上不考虑毛管压力的情况,共五组数据(表1)。水湿岩石,毛管压力是驱油动力。不考虑毛管压力时,通过稳定压力下油层弹性,不稳定注水比稳定注水可以提高采收率2.1%;考虑毛管压力后,毛管压力提高采收率明显,同时存在一个最大临界值。不稳定注水时,地层中周期性地产生正负压差,有利于打破毛管力的平衡,使注入水有利于进入小孔隙中驱油并与原油一起流入大孔道中。

表1 毛管压力对不稳定注水效果的影响

序号	毛管压力/Pa	采收率/%		
		稳定注水	不稳定注水	增加值
1	0	51.21	53.35	2.14
2	0.084	51.96	59.76	7.80
3	0.168	52.94	61.15	8.21
4	0.336	53.11	62.21	9.10
5	0.672	55.29	63.79	8.50

(4)原油粘度影响。原油粘度越大,无论是常规注水还是不稳定注水其效果都变差,但不稳定注水能在一定程度上改善其开发效果,中低粘油藏改善幅度最大(表2)。

表2 原油粘度对不稳定注水效果的影响指标

序号	饱和压力下的粘度/mPa·s	采收率/%		
		稳定注水	不稳定注水	增加值
1	4.7	46.69	56.02	9.33
2	9.8	40.50	48.33	7.83
3	18.6	35.20	41.2	66.06

(5)注水强度影响。注水强度越大在地层中造成的不稳定压力差越大,不稳定注水效果会提高。在强度达到一定的程度后,提高的效果会有所变缓,这是由于注水突进,降低采出效果。实施不稳定注水时,不宜采用很大的注水强度,因现场的注水设备和注水井井身管柱不一定能够承受很大的注水强度(表3)。

(6)不稳定注水时机对注水效果的影响。含水越低,剩余油富集程度越高,不稳定注水效果越好(表4)。

(7)不稳定注水周期。采用对称周期不稳定注

表3 注水变化强度对不稳定注水效果的影响

序号	注水强度/%	采收率/%		
		稳定注水	不稳定注水	增加值
1	16.7	56.64	59.92	3.28
2	33.3	56.64	61.25	4.61
3	50.0	56.64	62.31	5.67
4	66.7	56.64	62.67	6.03

表4 不稳定注水转注时机的影响

注水方式	不稳定注水时机(含水率,%)					
	0	30	50	70	80	90
稳定注水						43.41
不稳定注水	48.64	48.47	47.96	47.31	46.51	45.68
增加值	5.23	5.06	4.55	3.90	3.10	2.27

水时,随着半周期的延长,提高的采收率效果逐渐减小,采用短增短减的方式效果较好。采用不对称周期不稳定注水时(表5),增注时间相同,减注的时间不同,随着减注时间的延长,提高的采收效果越好,高于对称周期注水情况下的效果。减注时间相同,增注的时间不同,随着增注时间的延长,提高的采收率效果变差。不稳定注水中增注时间越短,减注时间越长,效果越好。

表5 不对称周期效果对比

天数/d	增20	增20	增20	增30	增60	增90
	减30	减60	减90	减20	减20	减20
采收率/%	49.11	50.72	52.33	48.35	46.97	45.41
增加值	5.70	7.31	8.92	4.94	3.56	1.80

(8)压力保持状况影响。当地层压力是饱和压力的0.9、1.0、1.0、1.2倍时,分别可提高采收率6.31、5.46、5.04、4.68个百分点。

(9)开发井网影响。排状井网、反五点、反七点、反九点井网,可分别提高采收率5.23、6.34、7.89、3.78个百分点。反七点井网的注水波及系数最大,在实施不稳定注水时,高低渗透层之间的接触最充分,不稳定注水效果最明显。

3 井组试验及规模化应用

3.1 井组试验

孤东油田1996年上半年单向井层注采对应率为31.6%,对这类油井,注水井调配难度较大,为少注水,少产水,多产油,充分发挥地下多种驱油能量作用,基于高含水、相对封闭、亲水油藏三点认识,选择了单井单层单向、单井多层单向、多井多层单向三类井组进行不稳定注水试验。

3.1.1 单井单层单向不稳定注水

7-33-406井组位于七区西北部一小窄条带

上,封闭性较好。该井组 Ng6³层属于辫状河沉积,砂厚 7.4 m,效厚 5.2 m,空气渗透率 $3\ 509 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。油井 7-33-406 单采 Ng6³层,日产油 0.7 t,含水 99%,对应 1 口注水井,单注 Ng6³层,日注 151 m³。设计 2 个周期,每个周期分二个阶段,7 月 1 日~15 日为第一阶段,先降水至 30 m³/d,再提水 15 d,日注 270 m³,尽管阶段少注水 13 500 m³,油井产量还是保持了稳定。该井组含水 99%,累积含水 91%,比较接近;从吸水剖面看,层内动用比较均匀。

3.1.2 单井多层单向不稳定注水

7-24-1286 井组位于七区西西部一相对封闭的油砂体上,Ng4²⁺³层属于曲流河沉积,含油面积 0.12 km²,砂厚 9.0 m,效厚 7.0 m,空气渗透率 $1\ 201 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地质储量 14.4×10^4 t。油井 7-23-1266 生产 Ng4²⁺³层,日产油 5.3 t,含水 97.8%,累产油 2.2×10^4 t,采出程度 15.27%。水驱控制程度 18.9%。注水井 7-24-1286 注 Ng4²、4³层,日注 350 m³,油压仅 3.5 MPa,与油井单向连通。4²层上部砂厚 6.5 m,每米相对吸水量 2%,4²层下部砂厚 4.1 m,每米相对吸水量 17.6%,层内吸水差异较大,地层大孔道影响了水驱效果。

采取大幅度升水降水方式,注水井不停注是为了防止油层激动出砂,设计试验 120 d,分 2 个周期,7 月 1 日~31 日为第一周期第一阶段,单注 Ng4³层,日注 50 m³,第二阶段日注 450 m³,7-23-1266 井 7 月与 6 月对比,日产液由 247 t 下降到 223 t,日产油由 5.6 t 增加到 6.8 t,含水由 97.8% 下降到 97.0%,少产液 900 t,少注水 7 350 m³,多产油 32 t。7 月与 2 月原油物性对比,地面原油密度由 0.972 g/cm³ 下降到 0.955 1 g/cm³,地面原油粘度由 1 948 mPa·s 下降到 712 mPa·s。

3.1.3 多井多层单向不稳定注水

3-16-28 井组位于三区东南部,北向、东侧为断层隔挡,西向尖灭,为一相对独立的开发区域,含油面积 0.3 km²,砂厚 11.8 m,效厚 9.2 m,空气渗透率 $552 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地质储量 66.4×10^4 t。包括 1 口注水井,5 口油井,1996 年 6 月日产油 10.8 t,含水 95.9%,动液面在井口,采出程度 17.9%,累积含水 78.6%。注水井 3-16-28 注 Ng4²、5³、5⁴层,日注 360 m³。该井组综合含水高,平面矛盾突出,5 口油井均单向对应水井,调配难度大。其中 Ng4²层采出程度 12.9%,每米相对吸水量 5%,含水 93.7%;Ng5³层采出程度 18.9%,每米相对吸水量 6.3%,含水 94.6%;Ng5⁴层采出程度 22.9%,每米相对吸

水量 9.5%,含水 96.0%。Ng4²层潜力最大,Ng5³层次之,Ng5⁴层最小。

试验方式为脉冲注水,水量变化幅度为 30%~70%,油井间开。主要依据物质平衡原理既有利于弹性能量释放而又避免地层压力低于饱和压力造成脱气来确定试验周期,设计 2 个周期,每个周期 30 d,分二个阶段,由于试验前注水余压仅 0.1 MPa,实注达 360 m³/d,提水困难,故采用不对称注水方式,7 月 1 日~10 日为第一阶段,Ng5³、5⁴层停注单注 4²层,日注 100 m³,3-16-29 井计划关井,目的是挖掘 Ng4²层潜力。7 月 11 日~30 日为第二阶段,Ng4²层日注 230 m³,Ng5³层日注 50 m³,Ng5⁴层日注 120 m³,3-15-27 井计划关井。

试验前后对比,日产液稳定在 262 t,日产油由 10.8 t 增加到 12 t,含水由 95.9% 下降到 95.4%,阶段产液量由 13 086 t 下降到 10 604 t,减幅 19%,阶段注水量由 12 200 m³ 下降到 8 440 m³,减幅 31%,阶段产油量由 540 t 增加到 550 t,阶段液油比由 24.2 下降到 19.3。其中 3-15-27 井生产 Ng4² 5⁴,距 3-16-28 井 150 m,日产油由 0.1 t 增加到 2 t,含水由 99.7% 下降到 96.8%;3-14-2027 井日产油由 3.9 t 增加到 4.8 t,含水由 94.9% 下降到 94.3%。

三个试验井组总趋势是液量稳定,含水下降,油量稳升,液量稳定主要依赖于弹性能量的释放和水驱较差储量的动用。

3.2 规模化实施

2001 年以来,先后在孤东七区西 6³⁺⁴、七区中北部、八区、孤东沙河街、红柳沙河街等五个区块进行了多层多向、多层单向、单层单向不稳定注水。其中孤东七区西 6³⁺⁴单元地质储量 1674×10^4 t,自 1986 年投入开发,走的是强注强采、提液增产的路子,注水产液量高速增长,到 2001 年 5 月,综合含水达到 98.0%,油层大孔道高达 40%,采出程度 31%,平均单井日产油 3.8 t,而理论研究整装油田最终采收率可以达到 42%,还有一定潜力,注水砂岩油藏正韵律油层顶部未波及段和层内低渗透段是剩余油第一大富集区。计算单元合理地层压降为 0.6 MPa,合理生产压差为 1.2 MPa,注水半周期为 30 d,降水幅度为 50%时效果最佳,经过 420 d 地层总压降可以降低到 0.6 MPa。从 2001 年 8 月开始实施交叉斜三角不稳定注水,注水井以“不相邻”为原则,分为两组,两个月为一个周期,上下半周期相同,各为一个月。在上半周期,第一组高注,第二组

低注,在下半周期,第一组低注,第二组高注。分三个阶段进行,第一二阶段各两个月,第三阶段 10 个月,整个方案时间为 14 个月。高注时水井配注不变,低注时第一阶段水井保持高注的 50%。第二阶段保持 25%,第三阶段关井^[4]。

实施不稳定注水及配套挖潜措施后,取得了较好的开发效果。一是产液结构和产量结构得到有效改善,低效高液井、低效高注井大幅减少,当年减少注水量 $127 \times 10^4 \text{ m}^3$,减少产液量 $60 \times 10^4 \text{ t}$,多产油 3 500 t,节约注水费和污水处理费 60 万元;二是单元综合含水下降 0.3 个百分点,产量稳定在 320 t/d,水油比下降 $4.4 \text{ m}^3/\text{t}$,耗水比下降 $13.1 \text{ m}^3/\text{t}$ 。三是扩大了水驱波及体积,动用了层内剩余油,7-27-266 的 Ng6³层每米相对吸水量由 8.1%上升到 11.7%,7-30-286 井 Ng6³层上部每米相对吸水量由 0 上升到 10.8%,纵向吸水状况趋于均衡,层内潜力得到发挥,七区西 6³⁺⁴提高采收率 3.0 个百分点。

4 结论与建议

(1)不稳定注水投资少、见效快、增油显著,对油

藏条件要求宽,能够有效减少无功注水、减少无功采液、挖掘剩余油潜力,是深化二次采油、改善水驱油藏开发效果的有效技术。

(2)建议优先选择注采关联相对独立的井组、位于油层边部及井网相对不完善区井组、层间差异较大的井组实施不稳定注水。不稳定注水实施期间,油井工作制度实施相应调整,充分发挥不稳定注水的综合效果。不对称周期优于对称周期,保持较高日注水平的短注长停式不稳定注水效果最好。

参考文献

- 1 张煜,张进平. 不稳定注水技术研究及应用[J]. 江汉石油学院学报,2001,23(1):49~55
- 2 杨延明,毕生,何涛. 不稳定注水适应性分析[J]. 大庆石油地质与开发,2003,22(4):32~33
- 3 葛家理,宁正福,刘月田. 现代油藏渗流力学原理[M]. 北京:石油工业出版社,2001. 127~135
- 4 刘玉梅,刘丹,徐颖. 孤东油田不稳定注采压差及注采比的确定[J]. 大庆石油学院学报,2005,29(1):46~48

编辑:刘洪树

(上接第 77 页)

的效果。

3.4 部分注聚井注聚压力上升快

部分注聚井注聚压力上升快,超过注聚泵设计压力,注入量达不到配注。原来设计的注聚泵设计压力是按照比注水时增加 3~5 MPa,但是在物性差异大,地层原油粘度大的复杂小断块油田中,设计压力要提高到 5~8 MPa。

3.5 产聚浓度升高过快

聚窜严重导致产聚浓度升高过快,部分井产聚浓度已接近注入浓度($1\ 700 \text{ mPa} \cdot \text{s}$),针对这种情况,已经提出了聚合物(浓度 $1\ 000 \sim 2\ 000 \text{ mg/L}$)加交联剂(浓度 $100 \sim 150 \text{ mg/L}$)的混合调剖方案。

4 结论和认识

(1)通过聚合物驱数模研究,泌 123 断块优化注聚速度为 0.10 PV/a,段塞结构为 $1\ 700 \text{ mg/L} \times 0.294 \text{ PV}$ 。2006 年 5 月进入矿场实施,截止 2007 年 11 月,累计增油 $0.874\ 3 \times 10^4 \text{ t}$,见效高峰时产油量增加 1 倍,含水率下降达 8.0 个百分点,开发增效明显。

(2)从古城油田泌 123 断块生产情况来看,非均质大孔道、高粘度复杂断块油藏聚合物驱有其生产特征:注聚井注聚压力上升快,生产井见效快,目前平均单井增产量低,从趋势看,估计难以到达预测曲线的峰值产量,容易聚窜等。因此,必须加强跟踪分析,以便采取针对性的调驱调剖、封窜、引效等作业措施。

(3)古城油田泌 123 断块聚合物驱矿场试验取得了初步效果,但目前在国内外此类非均质大孔道、高粘度复杂断块油藏聚合物驱尚处于尝试性矿场试验阶段,尚需要进一步开展攻关研究。

参考文献

- 1 费永涛,崔连训. 古城油田泌 123 块聚驱井网优化设计研究[M]. 沈阳:辽宁科学技术出版社,2006. 3302~306
- 2 段昌旭,于京秋编. 孤岛常规稠油油藏[M]. 北京:石油工业出版社,1997. 30~72
- 3 岳鸿雁. 喇嘛甸油田二类油层聚驱井网优化研究[J]. 大庆石油地质与开发,2005,24(4):84~86

编辑:彭刚