

·专家论坛·

# 对胜利油区提高原油采收率潜力及 转变开发方式的思考

王端平

(中国石化胜利油田分公司,山东 东营 257001)

**摘要:**胜利油区目前处于特高含水后期的储量资源规模较大,如何认识这部分资源提高采收率的潜力,是事关油田长远发展的战略问题。基于矿场实践和室内研究成果,提出了特高含水后期油藏的可持续发展思路和攻关方向建议。同时,胜利油区特低渗透及致密油藏储量丰富,这部分资源的有效开发和提高采收率工作将会成为油田开发面临的主要课题。针对特低渗透油藏的关键技术攻关、配套技术研究和补充能量开发等提出了工作方向。此外,随着油区所在城区规划建设步伐加快,油田已经由荒碱滩上搞建设转向为城市中心求发展,地下有潜力、地面无空地的区块和储量比例越来越大,针对该现象提出了相应的建设模式和管理模式建议。

**关键词:**原油采收率 特高含水后期 致密油藏 城市油田 院子工厂 胜利油区

**中图分类号:** TE357

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2014)04-0001-04

胜利油区与多数以陆相沉积为主的油田一样,由于地质条件和油藏类型复杂,造成综合含水率偏高和采出程度偏低的开发现状。陆相油藏的复杂性所决定的是开发难度大还是采收率低是2种截然不同的定位。定位前者,就要攻关创新、克服困难;定位后者,就应尊重规律、承认现实。陆相油藏原油采收率最高能达到多少?实现最终目标的路径有多难多长?这些问题很难确切回答,但必须提前思考,否则就会犯严重的战略性错误。

室内研究表明,无论是高渗透储层还是低渗透储层,其驱油效率均可达50%以上,在储层和油性均好的有利条件下可达70%以上<sup>[1-2]</sup>。因此,胜利油区已开发老油田提高采收率的空间很大,只是目前的技术手段尚不能满足经济有效开发的要求,这就需要开发工作者从可持续发展的战略高度打破传统思维,转变开发思路,以实现油田的长期经济有效开发。

## 1 特高含水后期油藏要从近废弃转向持续开发

历经50多年的注水开发,截至2013年12月,胜

利油区含水率大于95%的井数为8 272口,已占全油区的32.5%;产液量为 $58.9 \times 10^4$  t/d,占全油区的65.6%;产油量为 $1.27 \times 10^4$  t/d,占全油区的16.5%。平均单井产液量为71.2 t/d,平均含水率为97.9%,按含水率98%为极限含水率的传统观点,已处于近废弃状态。随着注水开发工作的深入,高含水储量、高含水井比例逐渐升高是必然趋势,对其如何看待和定位十分重要,也十分迫切。定位在即将废弃,就会从井网层系、技术攻关、维护管理等全方位加速其废弃;定位在还有相当长的经济开发阶段,就会立足长远、珍惜资源、持续攻关、创新管理,使其经济寿命期不断延长。越是陆相非均质油藏,特高含水后期的开发潜力就越大。因此,应作为新课题对其开展深入研究。

### 1.1 含水阶段划分需细化

传统的含水阶段划分是将含水率90%之前分为低含水、中含水和高含水3个阶段,含水率90%之后统称为特高含水开发阶段<sup>[3]</sup>。水驱开发规律、水驱采收率预测模型也是基于中、高和特高含水早期特征总结建立起来的。已进行的室内研究和现场实践均表明,这种含水阶段划分需细化和修改。首先,含水率90%之后作为一个开发阶段时间太长。

收稿日期:2014-05-05。

作者简介:王端平,男,胜利油田首席高级专家,教授级高级工程师,博士,从事油气开发研究与管理工作。联系电话:(0546)8501116, E-mail:wangduanping.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“整装油田特高含水期提高水驱采收率技术”(2011ZX05011-002)。

如胜坨油田1966年正式投入开发,到1989年,24 a间走过了低、中、高3个含水阶段,采出程度为25.3%;1990年进入特高含水开发阶段,到2013年又走过24 a,含水率为95.7%,采出程度为36.5%。埕东油田埕4块含水率达到95%之后又开发了20 a,2013年底含水率已达98.8%,采出程度从54.6%提高至66.2%,单井产油量仍可达2.3 t/d。其次,初步统计结果表明,在含水率约为95%之后水驱特征曲线和开发规律均已发生明显变化,传统水驱理论、开发方式、工程技术、开发管理已不能完全适应。因此,应将含水率为95%之后作为新的特殊开发阶段——特高含水后期开发阶段加强研究,并形成与之相适应的理论体系和技术系列。

### 1.2 驱油效率实验方法需改进

采用传统室内实验方法和行业标准,水驱的驱油效率仅为45%~50%,而现场密闭取心和高采出程度单元的实际值已远远超出该值。要研究制定能够指导特高含水后期的驱油效率实验方法和标准,否则偏低的实验结果就会对科研人员大幅度提高采收率的思维形成束缚。

### 1.3 采收率基础理论需扩展

传统的理论采收率表述为驱油效率、平面波及系数与纵向波及系数三者的乘积<sup>[4-5]</sup>。在油藏特征和开发方式确定的情况下,由于原始含油饱和度和残余油饱和度是定值,因而驱油效率也是确定的。驱油效率就是理论采收率的奋斗目标,实现手段就是提高波及系数。而特高含水后期,油藏在平面上处处含水、纵向上层层含水,即平面波及系数和纵向波及系数均为高值,根据传统理论采收率的定义,继续水驱很难进一步提高油藏采收率,显然与矿场实际不符。为此,初步探讨提出引入孔隙波及系数的概念<sup>[6]</sup>,由于特高含水后期油藏不同部位的孔隙波及系数差异较大,因此增大孔隙波及系数是特高含水后期提高水驱采收率的主要方向,这是一个漫长的开发阶段,更是一个技术上和经济上具有挑战性的阶段,这一理论还需深入研究完善,否则,就会失去提高采收率的理论方向。

### 1.4 剩余油表征方法需深化

只有正确认识剩余油在油藏三维空间的分布,才能做到开发调整有的放矢。目前,剩余油三维空间的量化手段主要是油藏数值模拟。多个区块资料显示,特高含水后期油藏数值模拟剩余油结果与现场实际和密闭取心数据差别较大。传统方法获取的相渗曲线和数值模拟方法已不适用于特高含水后期开发阶段,需要加深研究、改进方法,否则,

就会误导对地下剩余油的认识。

### 1.5 开发方式需转变

在特高含水后期开发阶段,平面、层间、层内、孔隙间的剩余油饱和度差异增大,从而引起水相渗透率的差异急剧增大,主流线、高渗透层、大孔隙吸水倍数急剧增加,造成大量注入水低效循环或无效循环<sup>[7]</sup>,必须以转流场为核心进行开发调整,提高非主流线、低渗透层、小孔隙的孔隙波及系数,从而提高整个油藏的采收率。以纵向转流场为目的的细化分层注水、以平面转流场为目的的井网重整、以微观孔隙间转流场为目的的非均相堵驱技术已在现场实施或开展试验<sup>[8]</sup>,且见到明显效果。因此,必须进一步深化平面、纵向、孔隙间转流场的技术方法研究,加大特高含水后期油田转流场的调整力度。

### 1.6 工程技术需适应

开发理念和开发方式的转变要依靠配套工程技术得以实现。井网的转换不能全部靠新井去完成,必须研究提高老井的利用和改造技术。老井废弃要严谨慎重,井别转换、井眼利用、井场备用都是潜力。对于井位合适但井况不好的井,要提高经济高效大修技术;对于井位不合适但井况可以利用的老井,要研究老井移位技术,如侧钻井和水力径向射孔等;要加强分层注水提高分层段数和延长有效期的研究;目前胜利油区含水率大于95%的井平均单井产液量仅为71.2 t/d,应加强增注提液技术<sup>[9]</sup>及配套的采出液处理、计量、集输技术研究和优化等。

### 1.7 经营政策需配套

高含水老油田的保健延寿、持续开发还需要相应的经营政策支持,要配套与新区不同的投资政策。井网老化、井筒老化及地面设施和设备老化是老油田的特殊性,有的早已超过设计寿命和折旧年限,要加大更新和稳产基础投入力度,解决好上述问题;要建立老油田的维护体系和政策。油田老化是不可避免的,解决问题的最好办法是提高及时维护和修复能力。维护修复跟不上,日积月累,矛盾恶化,就要用更大的投资来解决。要改变目前短期增产措施力度大、保健延寿维护力度小的做法,须加大维护队伍、设备、管理和费用渠道的配套体系建设。

## 2 致密油藏要从弹性开采转向立足补充能量开发

胜利油区渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗透

及致密油藏储量丰富。虽有 $3\ 300\times 10^4$  t的储量已动用,但基本处于弹性开采状态,采出程度仅为4.8%,预测采收率仅为8.5%;有探明未动用储量 $4.2\times 10^8$  t,占胜利油区探明未动用储量总数的1/2;还有 $2.9\times 10^8$  t控制储量和 $2.7\times 10^8$  t预测储量存量。随着勘探由中浅层走向深层,致密油藏将成为新增储量主要阵地,胜利油区是这样,全国也是这样,这是客观规律,必须面对。因此,不久的将来,致密油藏的开发和提高采收率就会成为开发工作者需要面对的主要课题。开发技术人员应该从油田可持续发展考虑,提前谋划,理清开发思路,制定技术攻关方向。

### 2.1 持续攻关关键技术

2011年以来,胜利油区在钻井提速提效、长井段多级分段压裂、井工厂及管理优化<sup>[10]</sup>等关键技术和环节做了大量工作,取得了明显进步<sup>[11]</sup>。已投产多段压裂水平井和直井74口,动用储量达 $1\ 500\times 10^4$  t,投产初期平均单井产油量为13.5 t/d,截至2013年底,平均单井产油量为8.1 t/d,累积产油量为 $21.4\times 10^4$  t。在2 a时间内,取得这样的技术进步和开发效果很不容易。但也必须承认,这些关键技术与国际先进水平还有相当大的差距,水平提不上去、费用降不下来,致密油藏就难以经济有效地动用和开发。由于目前的技术、油价和成本还不能支撑致密油藏的规模动用和开发,因此,对致密油藏的开发不能“过快过热”,更不能“过慢过冷”,在技术上仍要加大投入、加快攻关,继续矿场选井试验,做好技术储备。

### 2.2 跟进研究配套技术

针对致密油藏产量低、油性好、含水率低等特殊性质,须研究简化、经济的井筒举升和地面集输工艺。Noble公司在美国丹佛DJ盆地的Wattenberg油田,除井工厂钻井、压裂模式和技术先进以外,在井筒举升和地面集输上也采取了针对性的特殊做法。井场护栏占地面积为 $3\text{ m}\times 3\text{ m}$ ,没有电网和管网。利用太阳能控制开关,利用地层天然能量间歇生产;原油不含水,直接入罐车拉,大幅度降低了生产运行成本。针对致密油藏的开发,在攻关钻井和压裂等关键技术的同时,应研究举升、集输等生产全过程的技术和管理的简化优化,从而形成实现致密油藏低成本开发的配套技术和管理模式。

### 2.3 定位补充能量开发方式

重点攻关大型压裂技术,开发初期靠天然能量实现致密油藏动用是现实的、正确的。但仅靠天然能量开采,采收率一般小于10%,井的经济寿命较

短,造成储量资源、井资产的浪费。补充地层能量提高致密油藏原油采收率是开发工作者将来必须面对和攻关的课题。应坚信随着技术的进步和油价的走高,致密油藏通过补充能量提高采收率一定能够成为现实。因此,在初期靠弹性能量动用致密油藏的井网、井距、压裂设计中,就要预先考虑将来的补充能量开发的需要,否则可能造成将来一些接替技术无法实现,犯下严重错误。若井网不合理,将来注入井、采油井无法选择;若井工厂的丛式水平井A靶点相距很近、B靶点相离很远,无法实现水平井段的整体注采;若压裂缝的方向、长度只考虑弹性开采,没有科学设计、合理控制,就会因严重水窜、气窜,造成水驱、气驱提高采收率接替技术无法实施。

## 3 城市油田要从分散布井转向“院子工厂”集中布井开发

胜利油区主体属于多构造、多层系、多原油性质和多种油藏类型的复式油气区,被称为“地质大观园”。复杂的地质条件决定了对油藏的认识不可能一步到位,随着研究认识的不断深入、工程技术水平的不断提高,油田的开发必然是一个不断调整、采收率不断提高的长期过程。东辛油田开发生产近50 a,目前地质储量采出程度为31.7%,近70%的原油仍在地下,随着技术水平的提高,这些原油大部分是可以采出的。

胜利油区产油区块分布范围比较广,开发初期当地多为荒碱滩地、人口稀少,油田建成了星罗棋布、十分庞大的“没有院墙的工厂”。随着油区所在城区规划建设步伐的加快,解决好油田持续开发与城区建设、绿色生产的关系尤为迫切。油田已经由荒碱滩上搞建设转向为城市中心求发展,地下有潜力、地面无空地的区块和储量比例越来越大。研究新的建设模式和管理模式以适应城市的快速发展已刻不容缓。

### 3.1 把海上陆岛模式移植为“城中院子”模式

在25 a前,胜利油区在全国率先探讨了“院子工厂”、丛式井组开发模式。1989年,河50块在占地面积为 $0.042\text{ km}^2$ 的“院子”里打了6排42口井,建成原油生产能力为 $7.5\times 10^4$  t。20 a后的2009年进行开发调整,新钻井38口,新增原油生产能力为 $6.3\times 10^4$  t。这38口井的地下井位多位于地面建筑密集的商业区、研究院、机关办公区、民用住宅的下方,若不

是20 a前留下的这个“院子”是无法实施的。随着开发技术水平的提高,河50块还会调整,再钻38口井也是可能的,这个“院子”还会继续发挥作用。近年来,垦东12、老168、青东5等海上陆岛开发模式的发展使丛式钻井技术、采油工艺技术、地面优化设计技术均有了较大发展,老168区块60多口井陆岛面积 $0.03\text{ km}^2$ ,青东5区块也是60多口井,占地面积优化到 $0.0135\text{ km}^2$ ,应加强对这些技术的系统总结、研究和优化,形成城中“院子工厂”开发系列技术和管理模式。丛式井组开发管理模式增加了钻井进尺和费用,但节约了土地、减少了注水输油管线、缩短了钻井搬迁时间、泥浆和泥浆池可循环利用,总投资不但未增加,还可能会有所减少。分散布井方式已不适应城市建设、环境保护和居民生活的要求,也不利于生产井的维护和作业,更不利于将来的规模化调整。被办公楼、居民楼包围的在产井也无法实施修井和作业,一旦有故障,只能废弃。因此,必须抓紧建立城中老井的保护和城中区块再调整的预留井场的运行机制和管理模式。从长远看,先期投资买地建“院子”比投资钻井更重要、更迫切。

### 3.2 开展城市地下资源潜力调查

对地面被房屋、道路、水系等所覆盖的地下资源进行调查,摸清原始地质储量、采出程度、开发潜力。对地面状况调查,了解市政规划,摸清地面可用空间。在地下潜力、地面空间匹配的情况下,预先集中征地,建设生产石油的美丽“院子工厂”。“院子”、厂房的设计要与周围环境和谐一致,要成为城市的亮点和特色。

初步调查结果表明,东辛采油厂地面受限石油地质储量为 $2.88\times 10^8\text{ t}$ ,油井数为1 389口,产油水平为 $4\ 580\text{ t/d}$ ,综合含水率为91.9%,平均采出程度为31.1%;滨南采油厂地面受限石油地质储量为 $3.12\times 10^8\text{ t}$ ,油井数为1 849口,产油水平为 $3\ 564\text{ t/d}$ ,综合含水率为81%,平均采出程度为18.6%。仅这2个采油厂地面受限石油地质储量已达 $6\times 10^8\text{ t}$ 。

### 3.3 研究钻采、集输、修井作业配套技术适应城内生产运行

辽河油田提出既要保护“地上楼”,又要采出“地下油”的开发理念,为了保证城区居民免受干

扰,且不破坏周边环境,在每一个井场设立了隔音墙;为了降低噪音,钻机采用顶驱电动型;生产指挥由喊话、鸣笛改为令旗。在城区内要推广低噪音、低污染、低能耗、高效率的网电钻机、作业装备、采油装备以及集输处理流程设施,泥浆不落地,气体不外逸,开创“油田发展与城市建设相统一,企业生产与居民生活共和谐”的城中油田绿色开发模式。

## 4 结束语

胜利油区注水开发油田含水率不断升高,进入特高含水后期开发阶段的储量比例不断加大,并成为老区开发的主要对象;致密油藏在新增储量中比例加大,将成为新区产能建设的主阵地;城市建设速度加快、环保压力加大,将成为油田建设最大的制约。油田企业要从机制、技术、装备上加快研究、转型发展,以适应这种发展趋势。

### 参考文献:

- [1] 纪淑红,田昌炳,石成方,等.高含水阶段重新认识水驱油效率[J].石油勘探与开发,2012,39(3):338-344.
- [2] 王勇刚,文志刚,陈玲.特低渗透油藏水驱油效率影响因素研究[J].石油天然气学报,2009,31(4):284-288.
- [3] 赵明元.砂岩油田开发阶段划分问题的探讨[J].石油勘探与开发,1986,13(2):53-57.
- [4] 塔雷克·艾哈迈德.油藏工程手册:3版·原书影印版[M].北京:石油工业出版社,2009:932.
- [5] 伍友佳.油藏地质学[M].北京:石油工业出版社,2004:275.
- [6] 王端平.考虑孔隙波及特征的水驱理论采收率计算方法[J].油气地质与采收率,2013,20(5):1-3.
- [7] 丁乐芳,朱维耀,王鸣川,等.高含水油田大孔道参数计算新方法[J].油气地质与采收率,2013,20(5):92-95.
- [8] 曹绪龙.非均相复合驱油体系设计与性能评价[J].石油学报:石油加工,2013,29(1):115-121.
- [9] 张超,郑川江,肖武,等.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7<sup>a</sup>-8<sup>1</sup>单元为例[J].油气地质与采收率,2013,20(5):88-91.
- [10] 赵明宸,徐赋海,姜亦栋,等.东辛油田盐227块致密砂砾岩油藏井工厂开发技术[J].油气地质与采收率,2014,21(1):103-106.
- [11] 魏海峰,凡哲元,袁向春.致密油藏开发技术研究进展[J].油气地质与采收率,2013,20(2):62-66.

编辑 常迎梅