

低渗透油田的石油开采技术研究

刘 阳

延长石油股份有限公司靖边采油厂 陕西 榆林 718500

摘要: 目前已经发现低渗透油田含油率大, 遍布广, 我国已发现的油气储藏量比较高, 具有一定的开发发展潜力。与此同时, 低渗透油田存有渗透率不高、开采难度系数大的问题, 油田技术的创新是极大的难点。我们应该研究与创新油田技术, 以最大程度地提升油田的经济收益。针对极低渗透油藏的生产能力, 油田专业技术人员给出了超前的注水技术, 则在超前的注水环节中, 只注不采, 运用地层压力就能达到高效率开发的效果。阐述了鄂尔多斯盆地的油田专业技术人员, 试着运用注水开发有关区域的油田开发速率, 并对这样的开发方法可以达到效果进行了详细的讨论与分析。

关键词: 超低渗透油藏; 超前注水; 研究应用

引言

鄂尔多斯盆地是一个新生沉积盆地, 是我国第二大沉积盆地, 是一个多旋回叠含油气盆地。现阶段, 该盆地油气资源已经进入开发中后期, 低渗透油田资源比较丰富, 在其中可采储量为油藏中的总体含油率, 即地质储量。储藏量算法是开发环节的一项长时间工作, 应该根据地质变化开展反复计算。如果使用常规开采方式来开采该地的油田, 很也许不会获得更加好的开采实际效果。有关油田不但单井生产量低, 并且采油速度无法达到对应的开采规范。但要注意的是, 鄂尔多斯盆地油气资源丰富, 有关专业技术人员应试着选用新技术应用开发该地油田的车用油气资源, 使该地油田的开采速率显著^[1]。

1 低渗透油田开采特点

低渗透油田具备低渗透、低孔隙率、低渗透率、低含量和高生产能力的特征。伴随着低渗透油田开发时间的流逝, 低渗透油田原油产量开始骤降, 出现综合性含水量、设备合理布局不科学等一系列问题, 促使原本就不容易开发低渗透油田开采难度系数进一步加大。低渗透油田具备原油密度低、粘度低、油体流速不均等一系列特性, 在具体开采时需要严格把控。低渗透油田石油特性差, 油层岩石胶结物含量较高, 岩层生长发育规模较小。在这样的情况下, 低渗透油田的大量开发也会导致石油的消耗, 开采高效率较低。低渗透油田在开采环节中, 因为油层岩石胶结物的特征, 必须多个水平井, 在多个水平井的影响下才能达到原油的成就开采^[2]。

2 注水开采原则分析

需注意, 根据相关应用科研人员明确鄂尔多斯盆地油田选用高效率注水开采, 所以需要遵照注水开采时需要遵照的开采标准进行一定的采出程度。不然能够推论

难以获得对应的开采率, 可能会引起各种不安全生产事故。注水有很多具体方式。有关专业技术人员在挑选注水方法时, 务必联络鄂尔多斯盆地的具体情况, 确保石油开采高效率, 这也是技术革新的主要任务。但是, 要实现这一目标, 不可忽略油藏工作压力引入的合理化。向相对应工艺注水以前, 技术科研人员一定要对工艺技术各种标准进行全面分析与科学研究。假如油层自身处在能量不足状态, 那样对应的技术科研人员首先要了解油藏结构与地质构造中液体状况, 选择适合自己的工作中剂有效填补有关地质构造能量。一般来说, 注水将用以中、高渗透油田, 由于低渗透油田注水不能达到中高级渗透油田效果。但并非如此。这并不等于在低渗透油田, 注水用以对应的利用率。因而, 有关专业技术人员在鄂尔多斯盆地选用高效率注水方式进行油田采出程度的过程当中, 务必结合实际情况创新与健全相关应用。因而, 高效率的注水方法能够帮助鄂尔多斯盆地的油田提高采收率。

3 当前低渗透油田开采过程中存在的难题

3.1 不规则性

与基本油田渗透率对比, 低渗透油田相对混乱的平面图和截面遍布, 即基本油田渗透率遍布是有一定有规律的, 只要知道了分布特征, 就能有效开采油田, 从而提升全部油田的开采高效率。但是, 低渗透油田是不规则, 整体泥沙运动规律性并不是遵照基本定律, 而且存有运行渗透压力, 即开采全过程通常遭受突发条件的限制, 低渗透油田开采难度高, 比如低渗透油田储集层泥沙运动安全通道半径比较小, 泥质、钙质遍布混乱。与此同时, 一部分储集层生长发育微裂缝, 造成岩层细、物理性能差、孔隙度半径小、多孔结构繁杂、非均质性

好。并没有坐标位置的泥沙运动直线段与渗透压力轴形成一个相交点，这一相交点便是运行渗透压力，可是渗透率的减少也会导致运行渗透压力也越来越大^[3]。

3.2 地应力的阻碍

低渗透油田开采一般会使用压裂、酸化等储层改造对策，进一步提高油田的渗透率及孔隙率。在油田开发环节中，应力场大小和方位会影响到储层改造效果。鉴于此，储集层的渗透率务必超过非增加角度的渗透率。唯有如此，才可以进一步调节低渗透油田的井网方式、井距，控制压裂实际效果方位。

4 低渗透油田采油工艺技术

4.1 井网方式的调整

一般来说，井网水驱控制和油藏开发息息相关，实践经验证明了那一点。在制造运营过程中，井网水驱控制被称之为同步注采的关键所在，往往需要确定砂体遍布总面积、井距、注采比等统计数据，并找到这种标值相关性。除此之外，还要及时纠正井网注水掌控的抗压强度，以保证它在操作中的适当长期稳定。矿井注采间距与水驱控制水平相关性也与现场作业品质相关。井下工人还要合理控制并掌握井网总数，以达到低渗的效果^[4]。

4.2 超前注水技术

超前注水的开发方法通常是维持地层压力，确保低渗透油田的开采。在使用这种技术的过程当中，油田地层压力会慢慢扩大，直至做到一定程度才保持稳定，但是这种平稳促使原油产量减轻。当地层压力维持在110%~120%时，初始生产量只能逐年上升以达到最大值。因此要确保做到较大原油产量。选用前沿的注水技术时，引入适宜的工作压力也是一个重要环节。必须在更高一些压力之下引入，但是也要在地质构造裂开压力范围之内。从实验操作中能够下结论，注水工作压力要保持在地质构造裂开压力85%下列，不可超出地质构造裂开压力引入抗压强度。初期注水开发油田的试验数据显示，当较大生产量注水抗压强度为3 m时，可达到较大生产量，因而，在油田开发的初期，科学合理的注水时长是很重要的。在使用优秀注水技术的过程当中，当部分地质构造特性不好的情况下，初始地层压力越来越好，注水必须长时间。伴随着注水抗压强度的提高，注水时间能减少。试验说明，企业生产量与喷涌量正相关。注水3~6个月是拥有高经济收益的最佳时期。在压力场的影响下，推动了流体互换和分派，提升了孔状消化吸收，增加了注水量与油的蔓延范畴，从而提高了油洗效率。

5 超前注水现场实践

首先，可以选取通过自然能量进行开发的油井，能

够进行超前注水开发出来的油气井组相比。经过一段时间的生产量统计分析，得知超前的注水井组初期产量远远高于当然生产井组。除此之外，在开发前期，注水具有前瞻性井组下降比较小。据调查，超前的注水井组上半年度当然递减率为5.5%，第一年大约为15.8%。比较之下，生产能力当然开发井组前6个月自然递减率为65.31%，去年当然递减率达到68.39%。由此可知采用超前注水进行开发的效果要明显好于自然能量开发效果^[5]。

其次，将采取油藏同位置储层执行超前注水的井组与执行同步注水或是落后注水的井组开展数据分析，由分析数据得知，选用超前注水方法井组前期产量更高一些，据数据分析，其上半年均值油田量可以达到每日2.6吨，而同步注水方法的日油田量是2.1吨，落后注水的井组日油田量相对性越来越少，因而采用超前注水的总体生产量实际效果要显著优于同步注水和落后注水。因而超前注水可以有效的摆脱运行压力梯度方向，可以建立和完善高效率的压力驱替系统。

再度，通过生活实践得知，根据选用有效高效的超前注水现行政策，其注水抗压强度一般控制在1.5至1.8中间，一般来说，最佳注水日数一半维持在九十天左右就可以。

最终，根据对油藏加密区超前注水实际效果展开分析获知，对其井距开展变小后，其压力驱替系统才容易被创建。比如，某一油藏井组展开了超前注水解决，注水量是465立方，采油井在投运后第三个月时开始受效，在调查时发现受转注井和水井间的相互作用关联不确定，因而超前注水规律性少之又少及其后的操控。

6 应用效果评价

油气田井组大力实施超前注水，将地质构造能力维持的极其优良，且地质构造压力出现了如下所示转变：第一，开展超前注水初期，地质构造压力上升，压力维持技术高，一般压力维持水准可以达到110%乃至之上；第二，单井生产量提高，生产量下降速率减缓；第三，油井生产量转变显著，油气田根据超前注水解决，在这么短时间段内，油井就会出现成果，油井产液量与产量明显提高且生产量转变平稳^[6]。

7 低渗透油田开采技术的优化策略

7.1 优化注采井网与合理配注，提升超前注水开发效果

比如某油气田A区块油层埋藏深度在2900~3000m，含油井段都集中在80~100m；储层物理性能特点相仿，均是低孔、低渗储层，液体特性同样，石油特性好，选用一套层系开发。

根据对试油试采特点的剖析,油藏具备纯天然能量差、地质构造压力降低快、弹力产出率低,砂体生长发育平稳,储层连接性好,储层敏感度较差,为弱速敏,弱—中等水平酸敏、弱水敏性、碱性敏性、没有明显临界值矿化度,储层浸湿为非中性化,具有很高的水驱油高效率,依据水和油相对性占有率曲线图等渗点值59.1%,可分辨岩层亲水性,在含水量做到规定值98%时,驱油高效率为48.6%,具有超前注水开发的前提条件。依据胜利油田地质环境科学院的低渗透油藏极限值提供的油半径公式:

$$r_m = 3.226(P_e - P_w)(K\mu)0.5992$$

测算A块极限值提供的油半径为75m,技术极限值井距为150m。与此同时,依据经济效益评价,经济发展极限值井距为206m,经济发展有效井距为283m。全面分析,为了达到技术标准,同时也能获得比较好的经济收益,明确采用油井井距为400m,半缝长130m压裂,执行排距150m交叠排状网。深水井轴向钻探下注,产生适当井网开发,保证了超前注水井网的适应能力。

在注水前期选用高注采比,提高储层压力维持水准,早期选用1.5的注采比,一年后选用1.3的注采比,让压力维持在初始地质构造压力的1.2以上,执行平稳开采^[7]。

7.2 注水前缘检测技术判别压力传导方向

根据对这个区域主力军吸湿层的优点注水方位及水驱前缘展布状况,提升深水井对周边油井的压力传输状况,及时注采调节给予技术根据,在这个区域实行了注水前缘检测技术。根据水驱前缘检测,完成注水井组驱替前缘的判定、定量表述,如注水蔓延到总面积、注水蔓延到情况、注水优点方位、安全通道、压力转变对注水前缘的影响静态数据监测井周缝隙与注水前缘之间的关系等,该区域块对A与A-1井实行了注水前缘检验。形象化形象了解到

了2个井组的重要压力传输目标和下一阶段水浸水窜安全通道,为立即注采配制带来了技术保障^[8]。

结束语

总的来说,针对例如鄂尔多斯山间盆地油气田这一类低渗透油气田的开采率提高,执行超前注水可以全面提升地质构造的压力,使极低渗入油藏更加容易构建起驱替压力系统,从而提升油井初期生产量,减少开发前期下降。因而如何运用技术特征,有效适度对极低渗入油藏开展开发具备十分重要的实际意义。不久的将来现代信息技术的持续演变和结合后,鄂尔多斯山间盆地油气田的开发率可能有非常大的发展。

参考文献

- [1]王娟,敬小军,方艳兵,等.鄂尔多斯盆地化109区长2油藏注水开发政策研究[J].地下水,2019,041(001):121-125.
- [2]郭耀华.鄂尔多斯盆地红河油田长8油藏地质特征与开发对策研究[D].北京:我国地质大学,2019,022(010):114-115.
- [3]郝晓练,韩旭.鄂尔多斯盆地低渗透致密性储层分层注水工艺研究[J].我国化工贸易,2018,010(001):105-106.
- [4]闫健,张宁生.低渗透油田超前注水增产机理研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2019,152(08):88-89.
- [5]胡书勇,周治平等.超低渗透油藏超前注水开发效果分析及对策[J].特种油藏,2019,05(09):145-146.
- [6]马铭勛,秦垦,姚晨昊,等.超前注水机理综述[J].内蒙古石油化工,2019,205(09):45-46.
- [7]饶喜丽,文守成.我国低渗透油田超前注水开发研究进展[J].长江大学学报(自科版),2019(02):96-98+101.
- [8]严述新.低渗透油藏注水开发调整技术研究[J].胜利油田职工大学学报,2019(05):33-34.