

文章编号: 0253-2697(2006) 04-0067-04

克拉玛依油田厚层块状特低渗透油藏的开发调整方案

常毓文¹ 袁士义¹ 于立君¹ 张爱卿¹ 石建姿¹ 董伟宏²

(1 中国石油勘探开发研究院 北京 100083; 2 中国石油天然气股份公司勘探与生产分公司 北京 100011)

摘要: 克拉玛依八区下乌尔禾组油藏是一个低孔隙、特低渗透、带裂缝的厚层块状砾岩油藏, 采用一套井网开发, 开发效果不理想。对该油藏开发中目前油藏储量动用状况和水驱开发状况进行了分析, 研究了分层开发及井网与裂缝的优化配置关系, 在此基础上提出了分层系加密开发的调整方案。该方案初步实施结果表明, 对于特低渗透厚层块状油藏, 分层系加密开发是可行和经济有效的。这为同类油藏的开发提供了良好的借鉴作用。

关键词: 克拉玛依油田; 特低渗透油藏; 块状砾岩油藏; 分层加密开发; 开发效果

中图分类号: T E348

文献标识码: A

Development technology for extra low permeability massive conglomerate reservoir of Karamay Oil Field

Chang Yuwen¹ Yuan Shiyi¹ Yu LiJun¹ Zhang Aiqing¹ Shi Jianzi¹ Dong Weihong²

(1 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083, China;

2 PetroChina Exploration and Production Company, Beijing 100011, China)

Abstract: The lower Wuerhe Formation in the eighth district of Karamay Oil Field is a low porosity and extra low permeability fractured thick massive conglomerate reservoir. The development effectiveness of this reservoir was poor, because of low water drive efficiency and low yielding capacity compared with resource extent. The feasibility of separate zone production technology (SZPT) and the optimal combination of well pattern with fractures were studied. A comprehensive and economical adjusting plan for improving development efficiency of the reservoir was proposed. The application of this plan indicated that SZPT for extra low permeability fractured thick massive reservoir is a feasible and effective way to improve the development effectiveness. The preliminary development effectiveness in this oil field can provide a good reference to the approximate reservoirs.

Key words: Karamay Oil Field; extra low permeability reservoir; massive conglomerate reservoir; separate zone production; development effectiveness

克拉玛依油田八区下乌尔禾组油藏是一个低孔隙、特低渗透、带裂缝的厚层块状砾岩油藏。1979 年采用九点法井网试验开发, 1984—1987 年进行了一次加密, 1991—1995 年进行了二次加密综合治理, 井距从 550m 减少到 275m, 实现了全面注水开发。该油藏自投入开发以来一直作为块状油藏采用一套井网开发, 加上油藏存在天然裂缝和人工裂缝, 使得水驱状况复杂, 注采对应率低, 水驱控制程度低, 储量动用状况差, 生产能力与储量资源不匹配, 开发效果不理想。目前采油速度仅为 0.35%, 采出程度为 9.27%, 预测最终采收率约为 13%。

针对该油藏开发中存在的主要问题, 笔者运用油藏工程和数值模拟方法^[1-8], 开展了以提高储量动用程度、改善水驱状况、实现高效开发为目标的综合研究。

1 油藏概况

1.1 地质特征

八区下乌尔禾组油藏位于准噶尔盆地西北缘克—乌逆掩断裂南白碱滩断裂的下盘, 构造形态整体上表现为东南倾的单斜, 基底倾角为 13° , 顶面倾角为 6.5° 。该油藏天然裂缝比较发育, 以构造直劈缝、高角度缝为主。油藏地质储量为 $12\,182 \times 10^4 \text{ t}$, 油层平均埋深为 3 000 m, 平均沉积厚度为 450 m; 油层有效厚度为 85 m, 油层平均有效渗透率为 $2.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均孔隙度为 11%。该油藏属于低密度、低粘度、中低含蜡量的轻质油藏。

1.2 开发现状

该油藏全区采用 275 m 九点法井网一套层系开

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科技攻关项目(030131-1)“新疆克拉玛依油田下乌尔禾组开发方案研究”部分成果。

作者简介: 常毓文, 男, 1963 年 6 月生, 1984 年毕业于大庆石油学院, 现为中国石油勘探开发研究院油气田开发战略规划研究所所长, 教授级高级工程师, 主要从事油气田开发规划、开发技术政策研究和开发方案编制工作等。E-mail: chyw@petrochina.com.cn

发。截至 2002 年底全区共有油水井 394 口, 平均单井产油量为 5.4 t/d, 采油速度为 0.35%, 综合含水率为 51.5%, 采出程度为 9.27%, 累积注采比为 1.12, 地层压力为 24.9 MPa。

该油藏经过了 20 多年的开发, 油层动用状况仍较差, 油水井平均射孔厚度为 29.6 m, 仅相当于有效厚度的 43%。油藏厚度动用率为 45%, 水驱控制程度仅为 55.3%。该油藏虽然为块状油藏, 但由于厚度大, 采用一套井网开发, 储量难以得到有效动用。通过注水, 油藏产量递减得到了控制, 区块的自然递减率由原来的 31.0% 下降到目前的 14.0%。但目前水驱波及状况差, 根据不稳定试井资料计算, 动用半径仅为 72 m, 在目前井距条件下难以形成有效的注水驱动。注水受效的油井占总油井数的 33.3%, 见效井少; 油层的静压约为原始地层压力的 68.0%, 须进行开发调整, 进一步改善水驱效果。

2 分层开发

2.1 分层开发的可行性

八区下乌尔禾组油藏平均有效厚度为 85 m, 其中单井有效厚度大于 100 m 的井有 88 口, 有效厚度为 60~100 m 的井有 68 口, 有效厚度为 30~60 m 的井有 69 口。而且单井各主力层段的有效厚度大于 30 m 的井数比例高于 45%, 表明有分层系开发的物质基础。

由于该油藏的油层跨度达 80~815 m, 平均跨度为 450 m, 即使层系之间无稳定隔层, 仍可以留有一定的特低渗透沉积厚度, 起到有效的隔挡作用, 所以有分层系开发的必要条件。

自 1990 年至 2001 年共有 81 口井进行了补层, 补层后各井的产层顶、底高度差为 0~429 m。其中, 存在层间干扰的井有 35 口, 层间无干扰的井有 46 口。对于那些补层顶、底高度差大于 50 m 的补层井, 基本上不存在层间的干扰现象, 补层后含水率较低, 说明补层高度差在人工裂缝高度范围以外时, 油层纵向上连通性差, 基本无流体驱动, 注水开发动态总体上表现为以层内水平驱动模式为主。

根据见效井的注采对应关系, 见效井以注采对应为主, 占见效井总数的 65%, 而 84% 的不对应见效井射孔井段顶、底高度差小于 50 m(表 1), 说明这些井的油水运动受到人工裂缝的影响, 地层内实际已形成注采对应关系, 水驱仍然为水平层内驱油。

用数值模拟方法进行了分层系开发效果预测(表 2), 从表 2 可见分层系开发比目前注采不对应开发的效果好, 提高采出程度 10%, 该区的分层系开发是可行的。

表 1 射孔层位不对应见效井与相关水井射孔井段高度差
Table 1 The perforation elevation difference between perforation disaccord response producers and relative injection wells

射孔井段高度差/m	井数/口	占不对应井数比例/%	累积比例/%
0~10	15	39	39
11~35	10	27	66
46~53	7	18	84
80~95	4	11	95
178~232	2	5	100

表 2 分层系开发与注采不对应开发效果对比
Table 2 Development effectiveness of separate zone method and one well pattern method

方 案	生产时间/a	阶段末含水率/%	采 出 程度/%	采 油 速度/%
目前方案	20	87.4	4.01	0.20
275 m 分层系	20	86.2	7.90	0.40
190 m 分层系	20	88.6	14.13	0.71

2.2 分层开发的界限

2.2.1 隔层条件

利用数值模拟方法计算了不同隔层厚度及隔层中不同裂缝发育程度等条件下的开发效果, 计算结果见图 1 和图 2。由图 1 可见, 当隔层厚度分别为 3 m、

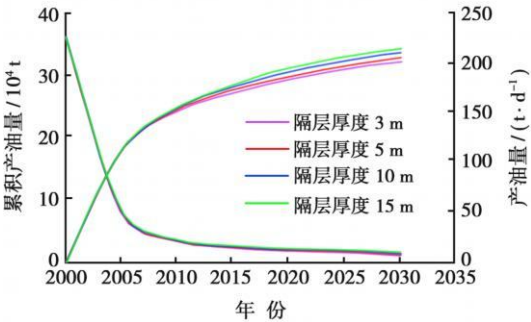


图 1 不同隔层厚度条件下开发效果对比
Fig. 1 Development effectiveness contrast under the different thicknesses of restraining barrier

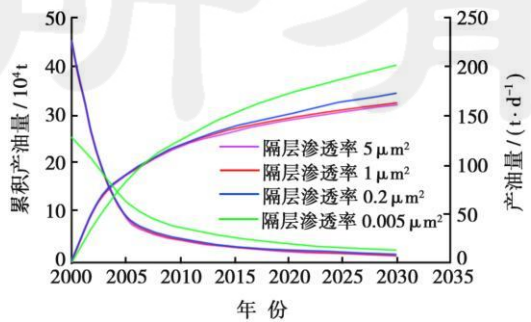


图 2 不同隔层裂缝渗透率条件下开发效果对比
Fig. 2 Development effectiveness contrast under the different permeabilities of restraining barrier

5 m、10 m 和 15 m 时, 分层系开发的效果相差不大。这说明, 如果油藏内存在稳定分布的隔层, 由于隔层物性差, 隔层厚度不需要很大, 只要连续性好就可以起到隔挡作用, 为确保开发效果, 隔层厚度要求在 5 m 以上。

由图 2 可以看出, 当隔层内裂缝发育程度由低变高, 裂缝渗透率分别为 $0.005 \mu\text{m}^2$ 、 $1 \mu\text{m}^2$ 和 $5 \mu\text{m}^2$ 时, 分层系开发的效果逐渐变差。这说明隔层中裂缝发育, 则起不到隔挡作用, 所以分层系开发要求隔层中不能有裂缝存在。

2.2.2 油层厚度和单井控制储量

一个井距为 275 m 的九点法井组加密为井距 190 m 的九点法井组须钻新井 4 口。当累积产油量增加值所获得的效益相当于新钻井投资和新增操作费时, 层系油层厚度为分层系开发油层厚度下限值。当一套层系油层厚度大于此界限时, 则该层系采用一套井网开发, 会获得较好的经济效益。不同油价条件下分层加密开发一套层系的有效厚度界限见图 3。当油价为 822 元/t 时, 一套层系有效厚度下限为 30 m。根据一套层系有效厚度对应的单井控制储量, 得到不同油价条件下分层加密开发一套层系单井控制储量界限为 $6.0 \times 10^4 \text{ t}$, 折算出一套层系单井控制剩余可采储量下限为 $0.70 \times 10^4 \text{ t}$ 。

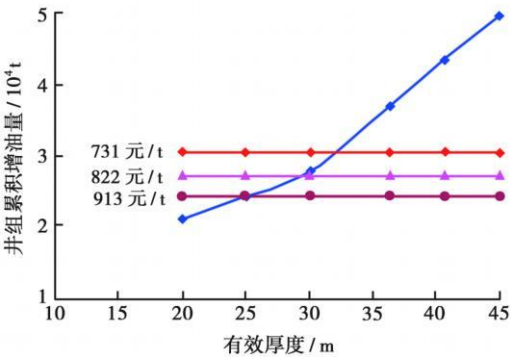


图 3 不同油价下分层系油层厚度界限

Fig. 3 The thickness limit of separated zone under different oil price

3 井网与裂缝的合理配置

3.1 井网的优选

动态分析和油藏数值模拟结果表明: 目前油藏水窜、水淹的状况不是特别突出, 高含水井比例低。剩余油分布的主要特点是由于油层动用程度差、井距大而形成的未动用储量较多, 剩余油平面上大多连片分布, 没有明显的方向性, 水淹范围仅在累积注水量较大的水井附近。利用数值模拟方法对比了相同井网密度条件下(井距为 190 m, 正方形)九点法井网、五点法

井网、行列井网注水开发的预测结果。从表 3 可知, 九点法井网注水开发的效果好于其他几种井网形式。

表 3 不同井网注水开发的开发效果对比

Table 3 Waterflood development effectiveness under different well patterns

方 案	生产时间/a	阶段末 含水率/%	采 出 程度/%	采 油 速度/%
九点法	20	88.11	14.13	0.71
五点法	20	89.84	9.62	0.48
行列井网	20	85.07	10.97	0.55

综合分析认为, 正方形九点法井网为该油藏新开发条件下最适宜的井网形式。在油藏主体部位按均匀布井方式进行加密调整, 而在部分累积注水量较大的区域以及油层厚度小、物性差、产能低的边部地区暂不加密。

3.2 井距的优化

3.2.1 试井解释法

用不稳定试井资料计算出平均动用半径为 72.1 m, 单井控制面积为 0.02 km^2 , 相应的井距应为 142 m。

3.2.2 经验公式法^[7]

分别利用苏联经验公式和国内经验公式计算了井网密度, 计算结果见表 4。从表 4 可知, 国内经验公式计算结果更为合理, 油藏采收率达到 25%~28%, 单井控制面积为 $(3.55 \sim 4.67) \times 10^{-2} \text{ km}^2$, 相应的井距为 188~216 m。

表 4 经验公式计算结果

Table 4 The calculated results with the empirical formula methods

采收率/ %	苏联公式		国内公式	
	单井控制 面积/ km^2	井距/m	单井控制 面积/ km^2	井距/m
18	0.0412	203	0.0791	281
25	0.0252	160	0.0467	216
28	0.0197	140	0.0355	188
30	0.0164	128	0.0287	169

3.2.3 采油速度法

在已知油藏地质储量和含油面积的情况下, 根据油田开发技术政策制定的开发速度和合理单井产量, 求得井网密度与地质储量、采油速度之间的内在关系为

$$S = vN(q_o t A)^{-1}$$

式中 q_o 为单井平均经济极限产油量, t/d ; v 为采油速度; N 为油藏地质储量, t ; A 为含油面积, km^2 ; t 为年有效生产时间, d 。

在油藏地质储量为 $12.182 \times 10^4 \text{ t}$ 、含油面积为

41.6 km²、单井平均经济极限产油量取 4.65 t/d 及年有效生产时间取 300 d 的条件下,采用采油速度法的计算结果使评价期内采油速度保持在 1.1%~1.3%,井网密度应为(23.1~27.3)口/km²,相应的井距应为 191~208 m。

3.2.4 经济极限井网密度算法

利用谢尔加乔夫公式^[8]计算了水驱采收率与井网密度的关系;根据总利润的导数等于 0 时的井网密度就是合理井网密度^[8]和总利润等于 0 时的井网密度就是极限井网密度^[2]计算了合理和极限井网密度。计算参数分别为:克拉玛依油田八区下乌尔禾组油藏面积为 41.6 km²,地质储量为 12 182 × 10⁴ t,驱油效率为 46%,原油粘度为 0.62 mPa·s,井网指数为 10.07。平均单井总投资为 560 万元,油价为 822 元/t,原油生产成本为 220 元/t,年贷款利率为 5%,原油商品率为 95%。合理和极限井网密度计算结果分别为 22 口/km² 和 65 口/km²,根据合理与极限井网密度确定的实用井网密度为 36 口/km²,井距为 168 m。

3.2.5 井网优化结果

结合油藏实际,合理井网密度取值为 27.7 口/km²,相应的井网井距优化结果为 190 m 正方形九点法井网。

3.3 裂缝渗透率的优化

利用数值模拟方法,对比了单翼裂缝缝长分别为 125 m 和 75 m 条件下的开发效果。缝长 125 m 和 75 m 的裂缝渗透率对应于 275 m 九点法井网分别为 25% 和 45%,对应于 190 m 九点法井网的裂缝渗透率分别为 40% 和 65%。对不同井距和生产井压裂规模情况下的开采指标进行对比得出:275 m 九点法井网的裂缝渗透率为 45% 的方案,其含水率略高于裂缝渗透率为 25% 的方案,但总的开发效果相差不大;190 m 九点法井网,裂缝渗透率为 65% 的方案其含水率明显高于裂缝渗透率为 40% 的方案,开发效果变差。说明在井距缩小的条件下,人工压裂规模太大,容易引起水淹。因此,建议 190 m 九点法井网的压裂规模控制在裂缝渗透率 40% 左右为宜。

4 分层开发效果分析

通过研究,提出了在隔层厚度 5 m 以上、一套层系

油层厚度 30 m 以上、一套层系单井控制储量为 6.0 × 10⁴ t 以上的区域划分 2 套开发层系,调整方案采用 190 m 九点法井网加密分层系开发。

2003 年实施调整方案以来,已投产新井 396 口,平均单井产油量为 10.6 t/d,含水率为 24.9%,区块年产油量由调整前的 43.12 × 10⁴ t 上升至 96.23 × 10⁴ t;综合含水率则由 50.7% 下降到 43.1%;油层剖面动用程度由 48% 上升到 66%,水驱控制程度由 55.3% 上升到 78%,明显见效井由 12.3% 上升到 15%,测算采收率提高 6.8%。截至到 2004 年 12 月,已累积增油 110 × 10⁴ t,加密调整取得成功。

5 结 论

克拉玛依八区下乌尔禾组厚层块状油藏分层开发是可行的。190 m 九点法井网适合该油藏裂缝发育特点,为其合理的井网方式。190 m 九点法井网人工压裂规模应控制在裂缝渗透率约 40% 为宜。分层加密调整取得了初步效果,建议加强跟踪研究,及时进行分析调整。

致谢 参加本研究工作的还有李序仁、刘顺生、朱水桥等同志,在此深表感谢!

参 考 文 献

- [1] 侯纯毅,张锐.巨厚油层不同注水方式模拟研究[J].石油学报,1996,17(2):84-90.
- [2] 孙庆和,何玺.特低渗透储层微缝特征及对注水开发效果的影响[J].石油学报,2000,21(4):52-57.
- [3] 白玉,刘建新,徐运亭.特低渗透油田开发与实践[M].北京:石油工业出版社,2003:67-237.
- [4] 冈秦麟.特殊低渗透油气田开采技术[M].北京:石油工业出版社,1994:3-96.
- [5] 黄延章.低渗透油层渗流机理[M].北京:石油工业出版社,1998:1-186.
- [6] 史密斯 C R,特蕾西 G W,法勒 R L.实用油藏工程[M].岳清山,等译.北京:石油工业出版社,1995:458-553.
- [7] 李道品.低渗透油田高效开发决策论[M].北京:石油工业出版社,2003:121-157.
- [8] 李道品.低渗透砂岩油田开发[M].北京:石油工业出版社,1997:185-224.

(收稿日期 2005-10-27 改回日期 2005-12-20 编辑 孟伟铭)