

王 58 区块水驱油藏开发矛盾剖析及对策探讨

曾丽娟

(胜利油田鲁胜公司, 山东 东营 257000)

摘要:水驱油藏随着注水开发, 开发中存在的矛盾日益突出, 主要存在储量动用不均衡、井网状况变差、水驱不均衡、水淹水窜与低液低产共存等问题, 本文针对这些问题, 分析影响水驱开发效果的因素, 对症下药, 找到合理的开发对策, 最终达到提高采收率的目的。

关键词:非均质; 水驱不均衡; 开发对策

中图分类号: TE357

文献标识码: A

文章编号: 1004-7344(2021)20-0133-02

1 油藏概况

王 58 断块位于牛庄油田的东部, 构造较为简单, 整体上向西南倾没, 向东北抬起。主力含油层系为沙四段, 纵向上叠置发育沙四 1 和沙四 3 两套砂层组, 地层分布稳定, 连通性好, 其中沙四 3 为主要的含油层系, 王 58 地区沙四段低渗透透镜状油藏为一常温、中高压、中渗透、稀油构造岩性油藏。

表 1 W58 块沙四段油藏参数

项目	数据	项目	数据
含油面积/km ²	5.8	地质储量/万 t	190.36
油藏埋藏深度/m	2970-3090	体积系数	1.16
孔隙度/%	19.3	地下原油粘度/MPa·s	2.77
空气渗透率/($\times 10^{-3}$ μm^2)	122.8	地面原油粘度/MPa·s	16.40
压力系数	1.20	地下原油密度/(g/cm ³)	0.79
原始地层压力/MPa	36.26	地面原油密度/(g/cm ³)	0.87
饱和压力(MPa)	8.53	油层温度/°C	122.40

经过多年区块开发, 目前区块整体处于中含水开发后期, 采出程度仍然较低。

2 存在问题

王 58 块主要存在以下几个方面问题:

2.1 注采井网不完善, 部分井区水驱储量失控

王 58 块 13 口油井中有 5 口长停井, 失控储量达 40 万 t, 造成中部井区井网不完善, 储量严重失控。

2.2 区块注采矛盾突出, 水淹水窜与低液低产共存

在砂体发育控制下, 王 58 块砂体厚度大的区域储层物性更好, 平均渗透率 418md, 油井供液能力好, 综合含水 72.1%, 水窜严重; 砂体薄的区域储层物性稍差, 平均渗透率偏低 (83md), 所以供液差, 单井日液能力仅 1.7t, 受效状况差, 区块水驱不均衡。

3 开发对策

3.1 深化油藏认识, 找到注采矛盾突出的根源

在前期地质研究成果的基础上, 基于目前油藏所存在的问题, 重点对储层特征进行深化研究。通过全区地层对比, 小层进行了细分, 且重点对细分小层的储层展布和物性进行研究。通过对油藏再次深入研究发现, 该区块沙四三小层有细分的必要, 且隔层具有一定遮挡效应, 该油藏的非均质性无论从纵向上还是平面上都较强。

3.1.1 砂体展布: W58 块平均单井钻遇单砂体 2.5 层左右

表 2 W58 块沙四砂体厚度变化统计

厚度范围/m	层数/层	层数百分数/%
<1	3	5.45
1-3	29	52.73
3-5	17	30.91
5-7	3	5.45
7-10	1	1.82
10-16	2	3.64
>16	0	0.00

3.1.2 储层非均质性

根据测井二次解释资料, 分块对 3 个主力小层的渗透率做统计, 可以看出, 该地区渗透率在纵向上分布差别较大, 说明该地区纵向上非均质性比较强。总体上砂岩厚度大的区域渗透性好, 砂层薄的地方则相反, 如表 3 所示。

3.1.3 开发效果评价研究

(1) 储量动用状况

总体来看, 王 58 块采出程度较低, 主力小层 S431 和 S432 采出程度相对较高, 非主力小层 S41 采出程度低。

表3 W58块主力小层渗透率统计

小层	平均渗透率	最小渗透率	最大渗透率	渗透率级差	突进系数
S41	35	2.8	94.8	33.9	2.7
S431	198	11.7	656	56.1	3.3
S432	417	24	617	25.7	1.5

(2)地层能量状况:王58块投产初期压力34.03MPa,未注水前压降很大,2008年大规模转注后压力逐渐回升,2011—2018年压力保持平稳,2019年以来压力有所下降。通过统计发现,主流线上压力保持较好,但含水上升速度快,非主流线上压力相对下降,受效差。

(3)产量及含水状况:产液结构不均衡,总井13口,停产井和低液井9口,占比69%。因受储层发育影响,低液井主要集中在注采不见效方向,储层边部区,水驱波及差的位置。

3.2 利用建模数模,立足井网完善,恢复失控储量

通过数值模拟计算结果表明由于注水时间相对较短、原油粘度大,区块的动用程度较低,剩余油饱和度(S_o)整体较高。从小层剩余油饱和度和剩余储量图上来看,在S432小层东部靠近断层附近、西南部王58-斜19-王58-斜23井附近可能剩余油较多,也是挖潜的主要方向,如图1所示。

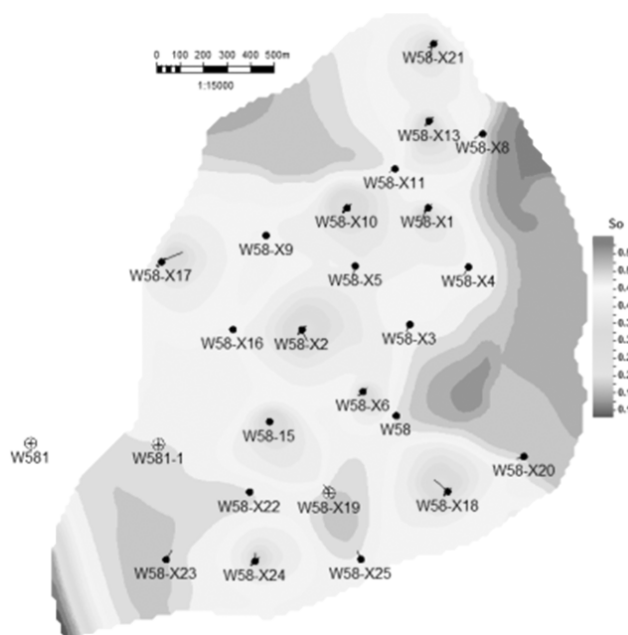


图1 王58区块S432小层平均含油饱和度

根据各个小层的剩余油分布可以认识到,在W58井区有必要打加密井来挖潜剩余油,东部井区因长停和地面占压问题存在失控储量15万t,下步计划部署1口更新油井,1口新水井。

通过对王58-X3、王58-X16井扶停,大大提高了王58-斜2井组的动态注采对应率。

3.3 示踪剂监测油藏水驱流线,助力调整流线

根据示踪剂监测数据并结合测井、地质、生产数据,利用示踪剂解释软件建立油藏地质模型,分析得到水驱方向和水驱速度、流线分布,如图1所示。

以王58-X24井组为例,王58-斜24井组中有两口高液量并有示踪剂产出,低液井监测期间未有示踪剂产出,水驱速度分别为23.8m/d、9.76m/d。由此建议保持注入井的注入量,同时控制高

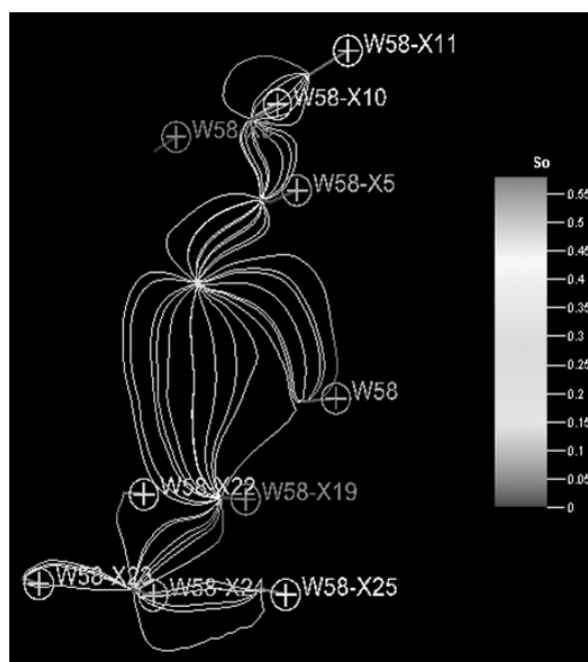


图2 王58区块井组水驱流线

含水油井的产液量,既补充地层能量,同时均衡水驱,提高水驱波及面积。

3.4 实施周期注水减缓注采矛盾

研究表明,周期注水可改变流场,提高注水波及系数,大大提高采收率。针对王58块这种典型的非均质性油藏,为进一步改善水驱效果,有必要实施试验。基于目前注采方式,考虑注水半周期分别为20d、30d、45d、60d,停注时间分别为10d、15d、20d。模拟15年对比开发指标。从不同时期开发指标对比情况可以看出,W58井区15年末方案1采出程度最高,含水率最低,认为目前的注水周期为最优,即注水20d,停注10d。

选取一个井组进行试验,采取注20d停10d的制度,井组的综合含水共下降2.2个百分点,日油能力增加2.4t,效果较明显。

参考文献

- [1] 郭粉转,曹峰,付呈东.低—超低渗透砂岩油藏水驱采收率影响因素权重分析[J].中国石油和化工标准与质量,2019(18):121-122.
- [2] 张帆,马元,王一航.低渗透油田地质特征及开发效果改善分析[J].化工设计通讯,2020,46(6):56,60.
- [3] 全洪慧,朱玉双,张章.裂缝性低渗透油藏合理注水开发对策研究[J].地下水,2018(2):96-98,130.
- [4] 胡春阳.周期注水在油田开发中的运用[J].化学工程与装备,2020(10):45-46.
- [5] 王丽霞.华北油田复杂断块油藏高含水期水驱技术改进方法[J].石油知识,2019(4):59,61.
- [6] 张锴,章倩倩,张海俊.非均质性砂岩油藏周期不稳定注水技术研究[J].化工设计通讯,2019(9):166,195.

收稿日期:2021-04-01

作者简介:曾丽娟(1987—),女,汉族,湖北远安人,本科,工程师,研究方向为油气田开发。