

断块油藏开发后期井网再优化研究

匡晓东¹, 唐湘明¹, 王磊¹, 王善强²

(1. 中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏 扬州 225009; 2. 中国石化华东工程有限公司测井分公司, 江苏 扬州 225000)

摘要:江苏油田进入开发后期,在当前油价下传统的开发注采井网调整模式投入大,适配性差,制约了油田采收率的提高。为探索复杂断块油藏开发中后期经济高效的调整模式,在明确现有井网条件下水驱潜力及剩余油分布状况下,利用数模手段开展拟均质油藏、多层油藏和相控条件下井网优化技术对策研究,形成了一套复杂断块油藏开发后期注采井网再优化技术。分别在江苏油田高 7、陈 2 区块进行了现场实践,实现了区块稳产和提高水驱采收率的目的,对江苏油田高含水后期井网调整挖潜剩余油具有一定的指导意义。

关键词:开发后期;复杂断块油藏;水驱潜力;井网优化;水驱采收率

中图分类号:TE331 **文献标志码:**A

Study on re-optimization of well pattern at late development stage of fault-block reservoir

KUANG Xiaodong¹, TANG Xiangming¹, WANG Lei¹, WANG Shanqiang²

(1. Exploration and Development Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China;

2. Logging Company of East China Engineering Ltd. Co., SINOPEC, Yangzhou 225000, China)

Abstract: Jiangsu Oilfield has entered the late stage of development. Under the current oil price, the traditional adjustment mode of injection-production well pattern has a large investment and poor adaptability, which restricts the increase of the oilfield recovery efficiency. To explore the economic and efficient adjustment mode in the middle and late stage of complex fault-block reservoir development, based on the understanding of the water drive potential and remaining oil distribution under the existing well pattern conditions, the technical countermeasures of well pattern optimization under the conditions of the homogeneous reservoir, multi-layer reservoir, and phase-control reservoir were studied through numerical simulation, forming a set of re-optimization technology of injection-production well pattern in the late stage of complex fault block reservoir development. The technology has been practiced in G7 and C2 Block in Jiangsu Oilfield, realizing the purpose of stabilizing production and improving water drive recovery, which has a certain guiding significance for well pattern adjustment and tapping potential remaining oil in the later stage of high water-cut in Jiangsu Oilfield.

Key words: late stage of development; complex fault block reservoir; waterflooding potential; well pattern optimization; waterflooding recovery factor

江苏油田受几何形态不规则、构造破碎的限制,注采井网多为不规则三角形井网。油田进入高含水开发后期,受层间级差、沉积相带等地质因素,以及长期水驱形成优势通道、上返、卡层、套损、加密、调补层等开发因素的影响,油藏普遍存在井网密度高、平均单井控制储量低、产量递减快、剩余油分布复杂等开发特征,当前井网适应性差,难以满足油田稳产目标需求^[1-2]。在目前低油价下,传统的井网调整模式投入大、适配性差,很难取得好的效

果。为探索复杂断块油藏开发中后期高效的调整模式,以江苏油田小断块油藏剩余油为重点解剖对象,进行井网再优化技术对策研究,充分利用现有油水井资源开展井网平面、纵向立体调整,从而实现深化水驱,提高采收率的目的。

收稿日期:2020-03-13;改回日期:2020-04-08。

第一作者简介:匡晓东(1991—),硕士,现从事油气田开发工作。
E-mail:1136243233@qq.com。

1 现井网条件下水驱潜力及剩余油分布

1.1 水驱潜力评价

江苏油田主力油田井网模式以不规则三角形井网为主。现井网条件下,开发方式及地层条件制约了开发效果,有进一步提高采收率的潜力:(1)近年来油田综合含水稳步走高,但多数油田注水驱替倍数均低于1,反映补层井未被水驱,有进一步强化水驱,提高油藏采收率的潜力。(2)根据水驱潜力大调查,油田水驱动用程度71.3%,分析复杂断块油田稳产特征,新增动用储量是油田稳产的基础,因此,非主力层储量的高效动用是油田稳产关键。(3)微观孔隙结构实验显示,长期水驱后油藏物性变好,为油田开发后期的井网抽稀提供了理论支撑^[3]。(4)低产及关停井数多,占比33.07%,老井资源丰富,有井网再优化、老井再利用的潜力。(5)当前油田平均压力水平0.65,较低的压力水平遏制了提液稳产潜力,下步有强化注水提高油藏压力水平及提液稳产的潜力。

1.2 剩余油分布

现井网条件下,为夯实井网再次调整的基础,开展了强化水驱后期剩余油分布研究,厘清了剩余

油分布模式^[4-6]:

(1)断棱剩余油富集模式:窄条状油藏受构造因素等影响,导致开发后期剩余油主要富集在构造高部位断棱附近。

(2)油水过渡带剩余油富集模式:受地质因素和开发注采井网因素的影响,油水边界附近形成剩余油富集区。

(3)非主力层剩余油富集模式:纵向上受不同砂体物性差异影响,物性较差的非主力层水驱动用较差,采出程度低,形成剩余油富集区。

(4)复杂模式剩余油富集区:主要是受相带控制、注采井网不完善、采油井间注水未波及等因素影响形成的剩余油富集。

2 开发后期井网再优化技术

江苏油田近两年虽然控递减取得了一定效果,但离油田总目标还有差距,因此在老油田常规控递减上必须有超常规思路与举措^[7-9]。建立高含水($\geq 90\%$)油藏典型理论模型(见图1),研究复杂断块油藏不规则三角形注采井网再优化提高采收率技术,用于指导现场井网调整。

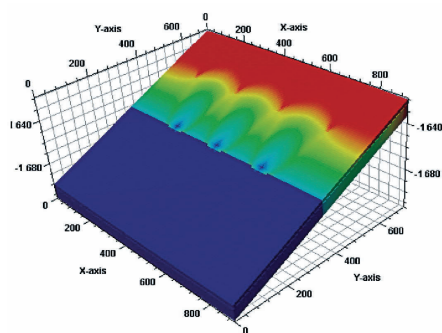
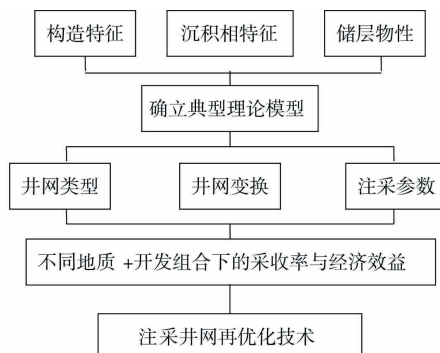


图1 井网再优化概念模型及思路



2.1 (拟)均质油藏井网优化

针对(拟)均质油藏,建立了2种井网模式(见图2):a井网为一排注水井一排采油井,适合含油带较窄的油藏;b井网为一排注水井两排油井,适合含油带较宽的油藏。主要参数:渗透率 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度0.2,油层单一且有效厚度8 m,净毛比0.8,地层倾角 10° ,地层深度1700 m。对每种井网根据

抽稀油井位置进行模拟,油井配产以采油速度3%为依据,保持注采平衡,以15 a模拟指标为依据。分别在2种原井网,含水 $\geq 90\%$ 条件下设计抽稀不提液、抽稀提液和抽稀提液增注等方案,结果表明累积产油量(见图3)为:抽稀不提液<原井网<抽稀提液<抽稀提液增注。

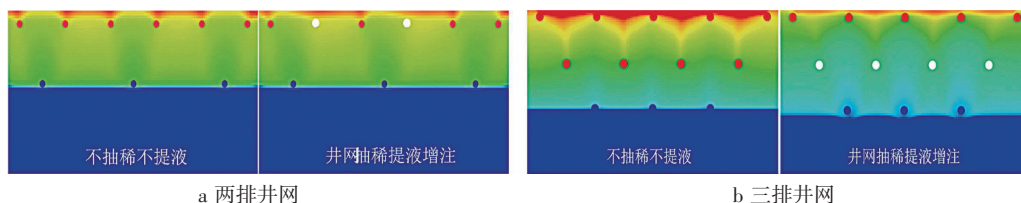


图2 井网抽稀前后剩余油分布对比

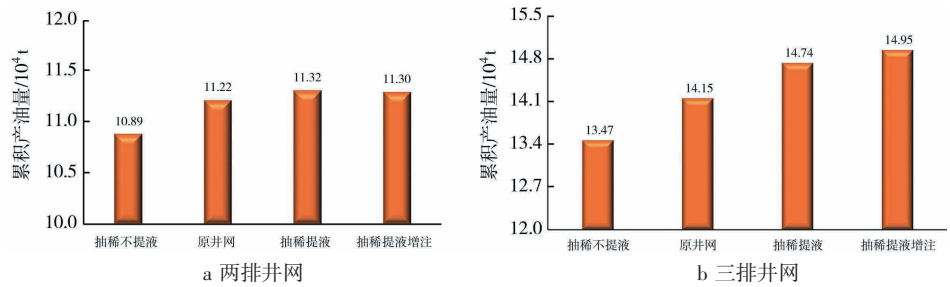


图3 井网抽稀前后累产油对比

2.2 多层油藏井网优化

纵向上抽稀方案面临的对象是高含水后期的多层砂岩油藏,为方便研究,研究区块采用交错切割注水井网概念模型,纵向上两层,中间存在隔层,主力层参数:渗透率 $150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度 0.25,油层有效厚度 10 m,净毛比 0.8;非主力层参数:渗透

率 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度 0.05,油层有效厚度 3 m,净毛比 0.5。在原网基础上分别设计了主力层抽稀+非主力层转采、主力层抽稀+转注非主力层、抽稀后笼统注水等方案(见图 4),结果表明累积产油量(见图 5)为:(主力层抽稀+转注非主力层)<(转注主力层+笼统注水)<原井网<(主力层抽稀+转采非主力层)。

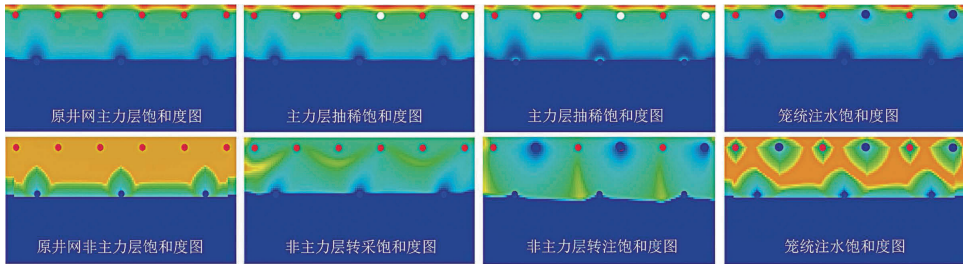


图4 多层油藏井网优化剩余油分布

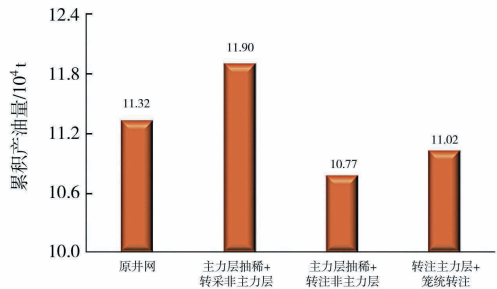


图5 多层油藏井网抽稀前后累积产油量对比

2.3 相控条件下井网优化

建立沉积微相控制的物性较好的主河道相带

及物性较差的非主河道相带的概念模型,两排井网,边部注水开发,后期油藏整体液量保持一致。在原井网基础上分别设计了主河道抽稀和非主河道抽稀的方案(见图 6),结果表明累积产油量(见图 7)为:原井网<非主河道抽稀<主河道抽稀。以主河道渗透率与非主河道渗透率比为级差值,对比平面级差 1 至 8 条件下,抽稀主河道高含水采油井,渗透率级差 3 左右抽稀效果最好,随着级差增大,调整效果变差(见图 8)。

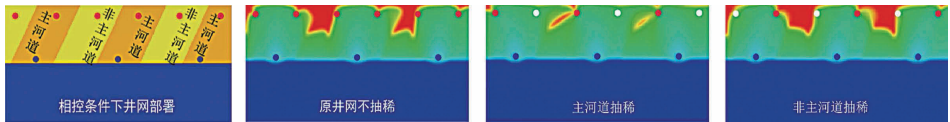


图6 相控条件下井网优化剩余油分布

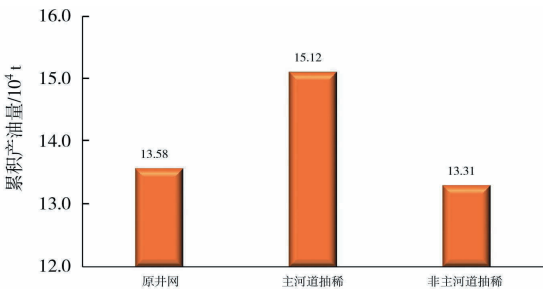


图7 相控条件下井网抽稀前后累产油对比

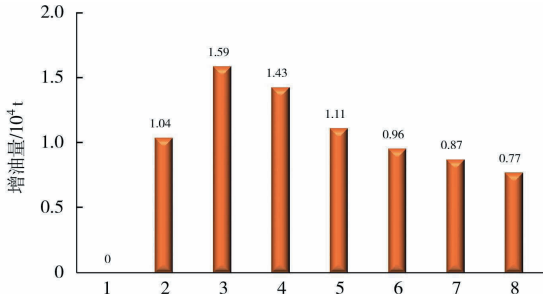


图8 不同级差下主河道抽稀累产油对比

通过概念模型的建立及多种井网优化方案模拟,初步形成了一套复杂断块油藏高含水期井网优化模式(见图9)。

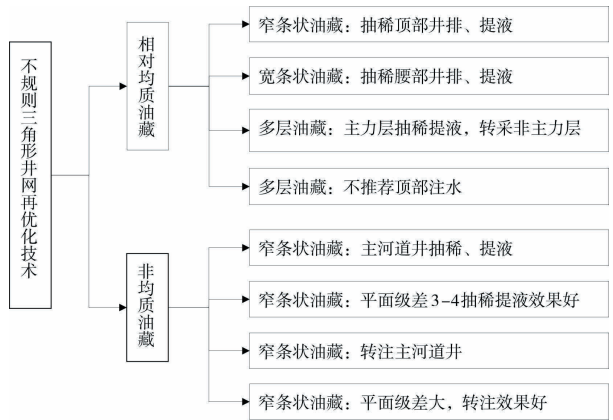


图9 复杂断块油藏高含水期井网优化模式

3 现场应用效果

实例 1: 江苏油田高 7 断块近几年产油量逐步下降,调整前含水 94.7%,采出程度 24.87%,属双高单元,上层系 $E_1f_2^{2-1}-E_1f_2^{3-1}$ 为主力砂体,水淹严重且含油饱和度低, $E_1f_2^{3-2}$ 及以下为非主力砂体,动用较差且含油饱和度高,通过主力层系井网抽稀重建,非主力层系注采井网完善,深化水驱提高波及,改善开发效果,调整如下:高 7 井、高 7-1 井、高 7-2 井、高 7-3 井和高 7-27 井从生产主力层 $E_1f_2^{3-1}$ 抽稀至非主力层 $E_1f_2^{3-5}$ 生产,高 7-13 井、高 7-14 井和高 7-18 井从生产主力层 $E_1f_2^{3-1}$ 抽稀至非主力层 $E_1f_2^{3-5}$ 注水,日产油量比不调整平均日增油 5 t,综合递减率从 11.5%降至 6%,自然递减率从 11.5%降至 7.1%,提高采收率 1%(见图 10,11)。

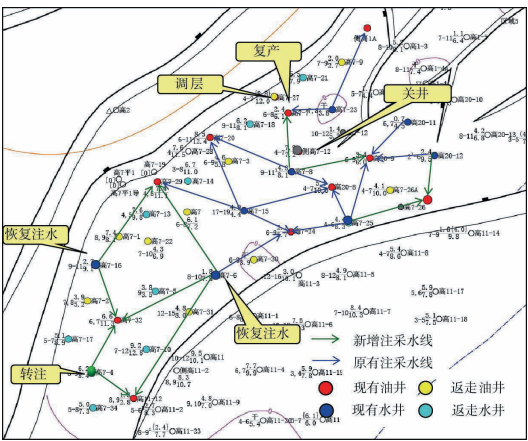


图10 高7断块 $E_1f_2^{3-1}$ 井网优化

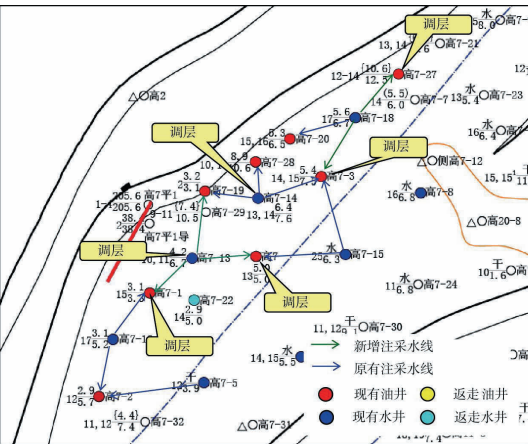


图11 高7断块 $E_1f_2^{3-5}$ 井网优化

实例 2:陈 2 断块陈 2-26 井区陈 2 平 6 井位于 $E_1f_3^{1-14}$ 小层主河道,日产油 0.2 t/d,日产液 17.5 t/d,含水 98%,结合沉积微相研究成果(见图 12),将位于主河道的高含水井陈 2 平 6 井关停后,该井组位于河道侧缘的陈 2-22 井水驱状况得以改善,日产油由抽稀前的 1.5 t/d 上升至 2.5 t/d,净增油 1t/d。

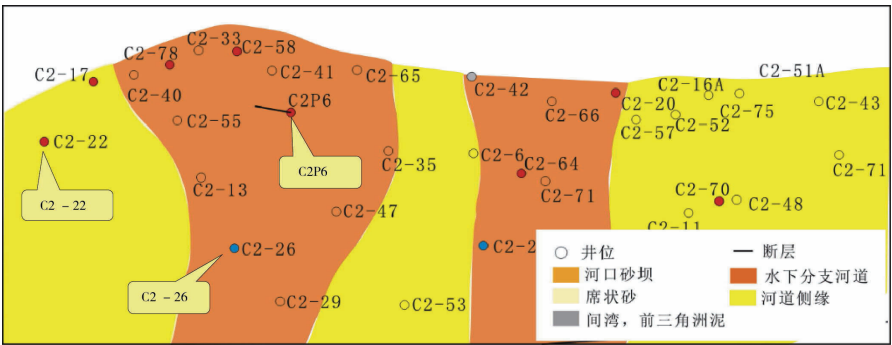


图12 陈2断块 $E_1f_3^{1-14}$ 小层陈2-26井组沉积微相分布

4 结论

(1)采用概念模型开展了井网再优化技术研究,模拟结果表明在高含水开发后期(拟)均质油藏采用抽稀提液增注,多层油藏采用主力层抽稀、转采非主力层,相控油藏采用抽稀主河道等井网优化模式效果最佳。

(2)相控条件下井网优化模式表明随着主河道与非主河道级差增加,增油效果呈先增加后减少的趋势,级差值在 3~4 时增油效果最佳。

参考文献:

- [1] 尤启东,周方喜,张建良.复杂小断块油藏水驱开发效果评价方法[J].油气地质与采收率,2009,16(1):78-81.
- [2] 王洋,王建,徐宁蔚.苏北低渗透注水开发油田开发效果评价[J].油气藏评价与开发,2011,1(5):34-39.
- [3] 黄艳梅,唐韵,李莉等.中低渗油藏水驱后储层变化及

影响因素分析[J].石油天然气学报,2013,35(8):143-147.

- [4] 张建宁,尤启东,郭文敏.高含水停采油藏剩余油再聚集敏感因素研究[J].油气藏评价与开发,2015(03):42-46.
- [5] 武泽,褚庆忠,梁武斌,等.苏北盆地复杂小断块油田剩余油分布规律及开发对策[J].延安大学学报(自然科学版),2014,33(2):58-62.
- [6] 陈晨,李明.复杂断块油藏高含水期剩余油分布规律研究[J].中国石油和化工标准与质量,2014(7):96-96.
- [7] 齐亚东,杨正明,晏军,等.特低渗透断块油藏井网优选数值模拟[J].新疆石油地质,2011,32(4):392-395.
- [8] 张顺康,周方喜,钟思瑛,等.中高含水油藏矢量化井网设计方法研究[J].石油天然气学报,2014,36(1):96-98.
- [9] 关富佳,雷小丽.直角三角形小断块油藏注采井网模拟优化研究[J].特种油气藏,2013,20(1):74-76.

(编辑 谢 葵)

(上接第 50 页) (3) 伊利石和蒙脱石有较高的亲水性和膨胀性,在注水下很容易发生膨胀,堵塞喉道,降低油水相对渗透率和水驱油效率。在实际生产中,控制压差、提前注入防膨试剂对水驱开发具有较好效果。

参考文献:

- [1] 童凯军,李波,戴卫华,等.渤海海域变质岩潜山油藏稀井网高效开发技术[J].石油勘探与开发,2017,44(4):590-599.
- [2] 王建忠,于新畅,孙志刚,等.胜利油田低渗透水驱油藏含水变化特征及影响因素[J].石油与天然气地质,2018,39(4):833-838.
- [3] 刘义刚,徐文江,姜维东,等.海上油田调驱技术研究与实践[J].石油科技论坛,2014(3):41-44.
- [4] 路娜,黄骅坳陷长芦油田沙三段储层特征及控制因素[J].中国矿业,2018,27(S1):119-124.
- [5] 姜维东,任艳滨,张运来,等.稠油油田油水相对渗透率和水驱油效率研究[J].大庆石油地质与开发,2008,27(4):50-53.
- [6] 马森,孙卫,刘登科,等.低渗透砂岩储层可动流体赋存特征及影响因素研究—以姬塬油田长6储层为例[J].石油地质与工程,2016,30(6):64-72.
- [7] 杨清彦.两相驱替相对渗透率研究[D].北京:中国地质

大学(北京),2012:8-13.

- [8] 张继成,宋考平.相对渗透率特征曲线及其应用[J].石油学报,2007,28(4):104-108.
- [9] 白云云,孙卫,任大忠.马岭油田致密砂岩储层可动流体赋存特征及控制因素[J].断块油气田,2018,25(4):455-458.
- [10] 李百川,周巨标,丁玉盛,等.不同覆压条件下储层物性变化特征及水驱油实验研究[J].山东科技大学学报,2016,35(2):22-28.
- [11] 李洪生.双河油田聚合物驱后微观剩余油分布特征[J].西安石油大学学报(自然科学版),2018,33(3):69-74.
- [12] 何涛,王芳,汪伶俐.致密砂岩储层微观孔隙结构特征—以鄂尔多斯盆地延长组长7储层为例[J].岩性油气藏,2013,25(4):23-26.
- [13] 崔瑾,郑荣才,蒋宜勤,等.准噶尔盆地阜东斜坡区头屯河组储层特征及敏感性[J].石油与天然气地质,2018,39(2):398-408.
- [14] 郭莉,王延斌,刘伟新,等.大港油田注水开发过程中油藏参数变化规律分析[J].石油实验地质,2006,28(1):85-86.
- [15] 张浩,仲向云,党永潮,等.鄂尔多斯盆地安塞油田长6储层微观孔隙结构[J].断块油气田,2018,25(1):34-38.

(编辑 谢 葵)