

高含水期油田的注采关系调整 和挖潜开采研究

周焱斌 许亚南 杨 磊 龙 明 于登飞

中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459

摘 要:目前,关于高含水油田矢量注采的文献大多以定性或策略性结论为主,缺乏定量研究,在实际应用中有一定的局限性。通过引用等饱和度前缘界面来定义体积波及系数,利用数值模拟技术,建立了一套体积波及系数的评价方法。基于该方法进行了反九点井网转五点井网条件下的矢量注采波及系数评价,并绘制相应图版,以指导井组矢量注采优化。研究表明,对于平面均质储层,水平井变井网后“强注强采”模式开发效果更佳;新加密水平采油井高液量生产,最佳液量 $600 \text{ m}^3/\text{d}$;边角井转注后维持高注采比,最优注采比为角井 $1.2 \sim 1.4$,边井 $1.0 \sim 1.2$;原水井降低注采比,最优注采比 $0.5 \sim 0.75$ 。Q 油田先导试验井组表明,矢量注采优化调整能够改善水驱波及,控水稳油,提高水驱采收率,对于经历类似井网调整的海上油田具有很好的推广应用价值。

关键词:体积波及系数;反九点井网;五点井网;矢量注采;提高采收率

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2017.06.011

Research on Injection-Production Relationship Adjustment and Further Development in High Watercut Oilfield

Zhou Yanbin, Xu Yanan, Yang Lei, Long Ming, Yu Dengfei

Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin, 300459, China

Abstract: At present, the document about vector injection-production in high Water cut Oilfield mostly provides a qualitative or strategic conclusion, which lacks quantitative research and has certain limitations in practical application. In this paper, an evaluation method of volumetric sweep efficiency is established by using numerical simulation technique after isosaturation front surface is introduced to define volumetric sweep efficiency. Based on the method, a vector injection-production sweep efficiency evaluation is conducted and relation charts between volumetric sweep efficiency and injection-production ratio are mapped out which offer a guide to injection and production. Research shows, for homogeneous reservoir, intensive injection and production provides a better development effect. The infilling horizontal well should produce on a high liquid level ($600 \text{ m}^3/\text{d}$), the original water well should inject at a low injection-production ratio ($0.5 \sim 0.75$) and the new inverted water well should inject at a high injection-production ratio (corner well $1.2 \sim 1.4$, edge well $1.0 \sim 1.2$). The results of pilot well group in

收稿日期:2017-08-10

基金项目:国家科技重大专项“海上油田丛式井网整体加密及综合调整油藏工程技术应用研究”(2011 ZX 05024-002-007)

作者简介:周焱斌(1988-),男(满族),河北保定人,工程师,硕士,主要从事油气田开发研究工作。

Oilfield Q indicate that vector injection-production could improve water flooding sweep efficiency and enhance the oil recovery, which has a great value of application and dissemination for those similar offshore oilfields after well pattern adjustment.

Keywords: Volumetric sweep efficiency; Inverted nine spot pattern; Five spot pattern; Vector injection-production; Enhancing oil recovery

0 前言

目前,关于高含水期油田矢量注采^[1-5]的文献大多以定性或策略性结论为主,崔文富、李玲、刘丽杰、赖书敏等人^[6-9]提出了平面相控矢量开发调整模式:针对水窜严重的高渗区,应采取高注采强度的大井距井网,辅以矢量注采参数调整,提高驱替压力梯度、扩大波及体积;针对储量动用程度低的低渗区,应采取高控制强度的小井距井网,同时提高注采比,进而提高采收率。但这些成果缺乏对矢量注采的定量表征,在实际应用中有一定的局限性。而对于实施过井网调整^[10-13]的高含水油田而言,相关研究甚少,井网调整后新井和老井最优注采制度如何,研究结论尚不明确,矢量注采成果无法很好地指导油田高效开发^[14-15]。因此,基于研究区反九点转五点的井网调整(加密水平井,边角井转注)背景,通过引用等饱和度前缘界面^[16-17]建立了一套驱替效果评价方法,利用该方法对水平井变井网矢量注采做了量化研究,优化了采油井和注水井的矢量注采工作制度,并在渤海油田某区块进行了实际应用,取得了良好效果,为经历过类似井网调整的高含水油田改善水驱开发效果提供借鉴。

1 油田简介

Q油田是渤海典型的复杂河流相稠油油田,平均油层厚度为12 m,平均渗透率为 $3\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层原油黏度为 $74 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,初始含油饱和度为0.775,初期采用反九点井网进行开发,井距为 $350 \times 350 \text{ m}$ 。针对油水系统复杂、流体性质差异大的特征,油田成功实施了渤海首个高含水期水平井分层系开发调整,层间矛盾突出问题得到解决,开发效果明显改善。同时,在平面上,油田开展水平井变井网调整,井网类型由反九点井网转为五点井网,见图1。

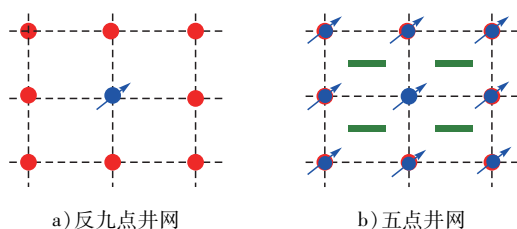


图1 水平井加密调整模式

然而,储层内部结构复杂性及长期注水开发造成的高含水期平面水驱不均问题,制约着油田的高效开发,井网调整后新老井的注采制度成为老油田挖潜开采的关键。因此,开展高含水期矢量注采定量研究,明确井网调整后水平采油井和定向注水井矢量注采制度对高含水油田剩余油挖潜具有重要意义,对类似经历井网调整的海上油田具有重要的借鉴意义。

通过引用等饱和度前缘界面来定义体积波及系数,利用数值模拟技术,建立了一套驱替效果评价方法。基于该方法进行了反九点井网转五点井网条件下的矢量注采波及系数评价量化研究,并绘制相应图版,以H1井组为例,指导研究区矢量注采调整,增油控水效果明显。

2 驱替效果评价方法

根据油藏工程中水驱前缘含水饱和度定义,在水驱油藏中,如含水饱和度大于前缘含水饱和度则表明该区域已被水驱波及,如含水饱和度小于前缘含水饱和度则为未波及。在计算体积波及系数之前,需要确定某一时刻前缘含水等饱和度界面的位置,进而将每一个网格中的同一个前缘含水饱和度点连成面,所连面包围的区域就是波及区域,圈起的区域体积就是波及区的体积^[18-20]。

水驱前缘含水等饱和度界面的确定如下:

利用油水相对渗透率曲线,结合贝克莱-列维尔特驱油理论完成前缘含水饱和度的确定。具体步骤为:

1) 根据油水相对渗透率曲线和含水率的定义式^[21],得到含水率与含水饱和度的关系式。

油水相对渗透率曲线可用下式表征:

$$K_{ro} = \alpha_1 (1 - S_{wD})^m \quad K_{rw} = \alpha_2 S_{wD} \quad (1)$$

其中:

$$S_{wD} = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}}$$

式中: K_{ro} 为油相相对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{rw} 为水相相对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; S_{wD} 为无量纲含水饱和度,小数; S_w 为含水饱和度,小数; S_{wc} 为束缚水饱和度,小数; S_{or} 为残余油饱和度,小数; α_1, α_2, m 为常数。

根据含水率的定义结合式(1),可得出含水率 f_w 与无量纲含水饱和度 S_{wD} 的关系:

$$f_w = \frac{S_{wD}^n}{S_{wD}^n + A(1 - S_{wD})^m} \quad (2)$$

式中: f_w 为含水率, 小数; A, n 为常数。

2) 水驱前缘含水率对含水饱和度求导数, 结合步骤 1) 得出水驱前缘含水饱和度计算表达式:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wf}} = \frac{f_w(S_{wf})}{S_{wf} - S_{wc}} \quad (3)$$

式中: S_{wf} 为水驱前缘含水饱和度, 小数; $f_w(S_{wf})$ 为水驱前缘处含水率, 小数。

根据式(1)得到:

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{AB[nS_{wD}^{n-1}(1-S_{wD})^m + mS_{wD}^n(1-S_{wD})^{m-1}]}{[S_{wD}^n + A(1-S_{wD})^m]^2} \quad (4)$$

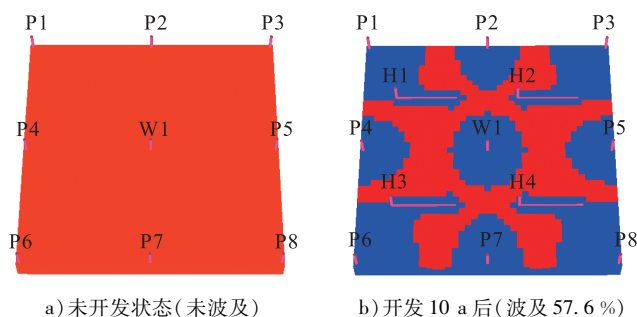
结合式(1)、(2)、(3)得到:

$$S_{wDf}^n + A(1-S_{wDf})^m = An(1-S_{wDf})^m + AmS_{wDf}(1-S_{wDf})^{m-1} \quad (5)$$

式中: S_{wDf} 为水驱前缘无因次含水饱和度, 小数。

3) 用迭代的方法计算出式(5)中无因次前缘含水饱和度值, 进而确定水驱前缘含水饱和度值。确定前缘含水饱和度界面之后, 可以很方便地在数值模拟软件 Eclipse 中计算出不同时刻波及区域的体积, 依照上述定义, 再计算井网控制体积, 进而可得到任意时刻的体积波及情况。

以 Q 油田为例, 基于研究区归一化油水相对渗透率曲线, 根据以上体积波及系数计算方法, 可计算得到水驱前缘含水饱和度值为 0.546, 通过在 Eclipse 中设置饱和度分界, 可直观观察任意时刻的水驱波及情况, 见图 2。



a) 未开发状态 (未波及) b) 开发 10 a 后 (波及 57.6%)

注: 蓝色代表波及, 红色代表未波及

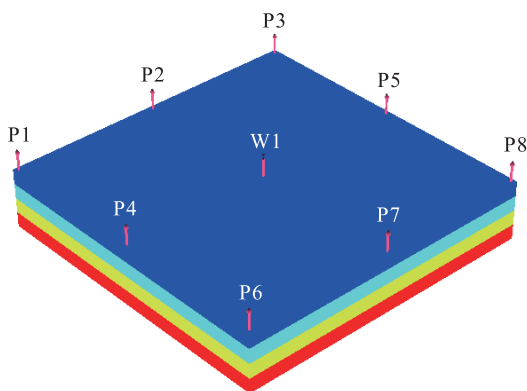
图 2 不同开发阶段的水驱波及对比

3 矢量注采优化研究和调整

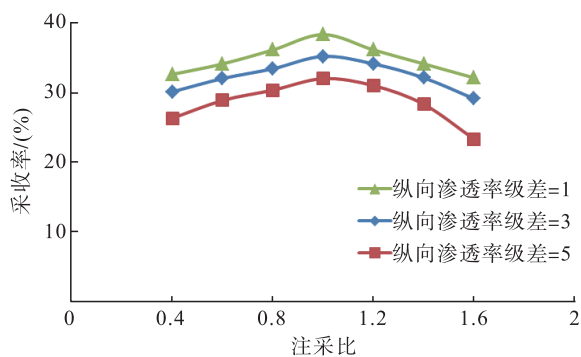
3.1 开发效果影响因素分析

研究区储层纵向正韵律性发育, 局部平面非均质性发育。根据油田综合调整原则, 井组含水 80% 时在油水井间加密水平井, 同时将边角井进行转注, 挖潜井间剩余油, 由反九点井网转为水平井-定向井五点井网。基于目标区储层物性及流体特征, 建立典型井组数值模拟模型, 开展纵向正韵律性、平面非均质性对开发效果的

影响研究, 优化了井组最优注采比, 见图 3~4。

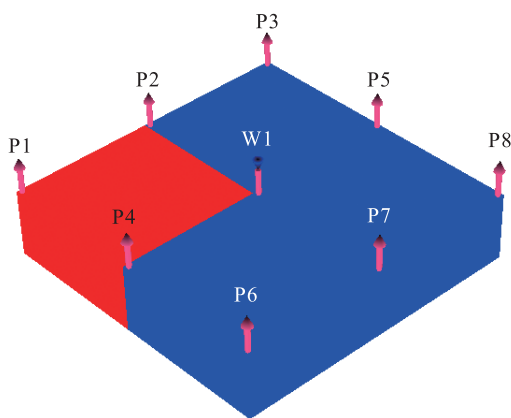


a) 纵向非均质模型

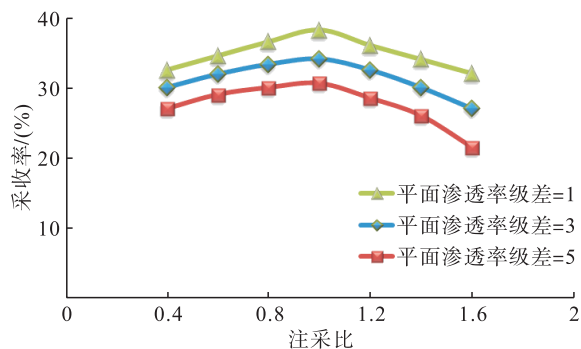


b) 纵向渗透率级差对采收率的影响

图 3 纵向非均质模型及纵向渗透率级差对采收率的影响



a) 平面非均质模型



b) 平面渗透率级差对采收率的影响

图 4 平面非均质模型及平面渗透率级差对采收率的影响

3.1.1 纵向渗透率级差

根据研究区储层明显的正韵律性,模拟研究了不同纵向渗透率级差(1/3/5)对开发效果的影响。研究表明,储层正韵律性对开发效果具有较大影响,纵向渗透率级差增大,下部吸水量增大,底部无效水循环增多,导致注采井间水驱效率降低,剩余油在储层顶部富集。井组总体最优注采比在 1.0 左右,注采比大于 1.0 后如再增大,则会加快注入水突进,不利于开发效果改善。

3.1.2 平面渗透率级差

基于典型井组模型,在反九点 1/4 井网设置相对高渗区,模拟研究了不同平面渗透率级差(1/3/5)对开发效果的影响。研究表明,平面非均质性对开发效果影响较大,随着平面渗透率级差的增大,高渗区无效水循环增多,注采井间驱替效率降低,剩余油在高渗区顶部富集。注采比优化研究表明:井组总体最优注采比

在 1.0 左右,高渗区注采比增大,注入水突进加快,无效水循环增多,因此油田开发中要控制高渗区注水井注入量。

3.2 矢量注采优化研究

Q 油田的井网调整,是通过高含水的边角井转注,同时加密水平生产井变反九点井网为五点井网来达到挖潜井间剩余油的目的。利用典型井组数值模拟模型,基于驱替效果评价方法,对加密水平井生产液量、新老注水井注采比分配进行了模拟优化研究,得到了水平井变井网后矢量注采最优生产制度。

3.2.1 水平井低液量

对水平井采用 $200 \text{ m}^3/\text{d}$ 低液量生产,设计不同注水井注采比方案,见表 1。对比开发效果,得到最优注采比。设计原则:逐渐降低原注水井 W 1 注采比,提高新转注边角井注采比。

表 1 低液量水平井注水方案设计

方案	原注水井注入量 / ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	边角井注入量 / ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	最优配注量 / ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	最优注采比
1	W 1-400	角 100 /150 /200 边 300 /250 /200	角 150 边 250	角 0.75 边 0.625
2	W 1-300	角 100 /150 /200 /300 边 400 /350 /300 /200	角 200 边 300	角 1.0 边 0.75
3	W 1-200	角 100 /150 /200 /300 /400 边 500 /450 /400 /300 /200	角 200 边 400	角 1.0 边 1.0
4	W 1-100	角 100 /150 /200 /300 /400 /500 边 600 /550 /500 /400 /300 /200	角 250 边 450	角 1.25 边 1.125

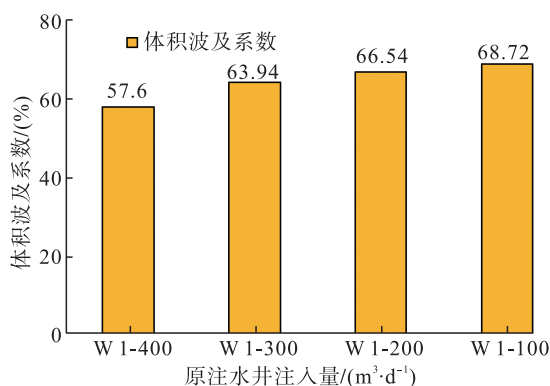
研究表明,降低原注水井 W 1 注采比,提高新转注边角井注采比,可提高注入水波及效率,改善开发效果,较注水井统一注采比可提高采收率 5.56 %。通过矢量注水调整,体积波及系数提高 11 %,最优注采比为:原水井 0.5,新转注角井 1.25,新转注边井 1.125,见图 5。

3.2.2 水平井高液量

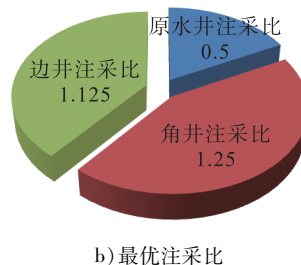
对水平井 $600 \text{ m}^3/\text{d}$ 高液量生产,设计不同注水井注采比方案,对比开发效果,得到最优注采比。研究表明,逐渐降低原注水井 W 1 注采比,提高新转注边角井注采比,可提高注入水波及效率,改善开发效果,提高采收率 2.46 %。矢量注水可提高体积波及系数 4.2 %,最优注采比为原水井 0.67,新转注角井 1.33,新转注边井 1.0,见图 6。

3.3 矢量注采效果评价图版

根据以上基于波及系数评价的矢量注采优化研究成果,加密水平井不同生产液量对应不同的注水井最优注水制度,绘制出适用于研究区的矢量注采效果评价图版,见图 7。应用图 7,可指导目标区变井网后注采优化调整,使开发效果得到持续改善。

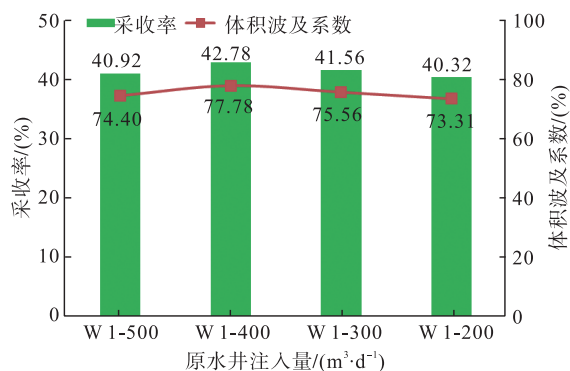


a) 不同注采比下的体积波及系数

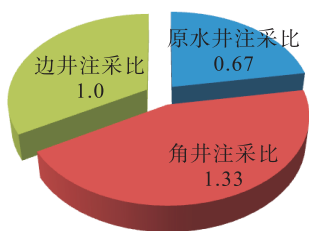


b) 最优注采比

图 5 低液量水平井不同注采比下体积波及系数及最优注采比

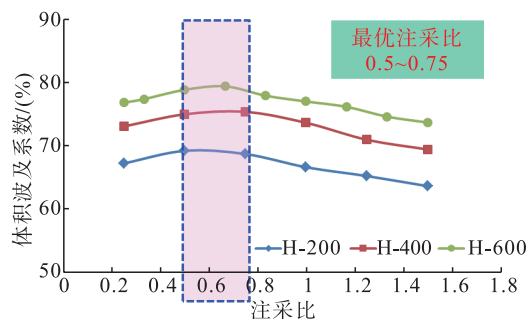


a) 不同注采比下的体积波及系数

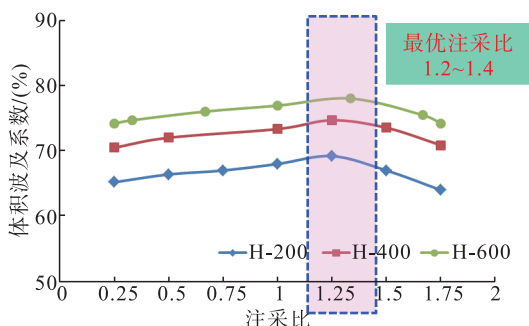


b) 最优注采比

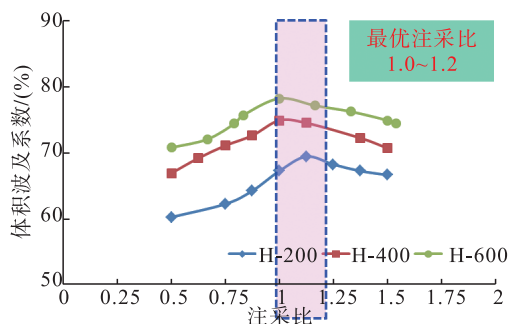
图 6 高液量不同注采比下体积波及系数及最优注采比



a) 原水井注采比



b) 角井注采比



c) 边井注采比

图 7 矢量注采效果评价图版

矢量注采效果评价图版表明,不同采液量对应不同的最优注采比,目标区高液量“强注强采”有利于提高水驱波及,提高水驱采收率。加密水平井提液至 600 m³/d,原水井降注至注采比 0.5~0.75,新转注角井增注至注采比 1.2~1.4,新转注边井增注至注采比 1.0~1.2,波及系数最高,开发效果最好。

3.4 实例分析

Q 油田进行了大量的矢量注采调整,稳油控水成果显著。以图 8 中 H 1 井组为例,H 1 井自 2014 年 8 月投产至 2016 年 2 月期间,周边原有 3 口注水井 W 1、W 2、W 3,此 3 口井于 2 a 前转注,转注前作为生产井生产过 3 a。为恢复和保持地层压力,对应的注采比维持在 1.2~1.3 之间,H 1 井采用低液量生产,产液 150 m³/d 左右,产油 35 m³/d,含水率 76.7%。

2016 年 3 月,在地层能量恢复基础上,结合矢量注采研究成果,发挥井网优势,对 H 1 井实施大泵提液,液量由 150 m³/d 提高到 500 m³/d,周边 W 4 井实施转注,注采比维持在最优 1.2 左右,原有 3 口注水井 W 1、W 2、W 3 平均注采比由 1.25 降至 0.77。通过矢量注采优化调整,充分有效动用了井组剩余油,增大波及体积,减少无效水循环,H 1 井产油量达 125 m³/d 以上,增油量达 90 m³/d,含水率下降 5 个百分点,增油控水效果十分显著,见图 9。

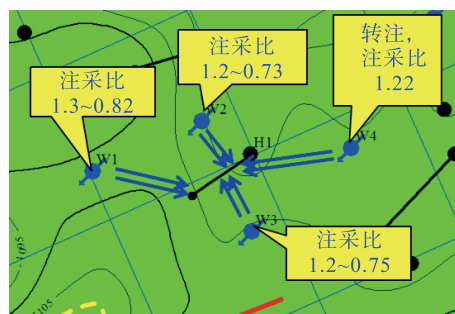


图 8 H 1 井组井位图

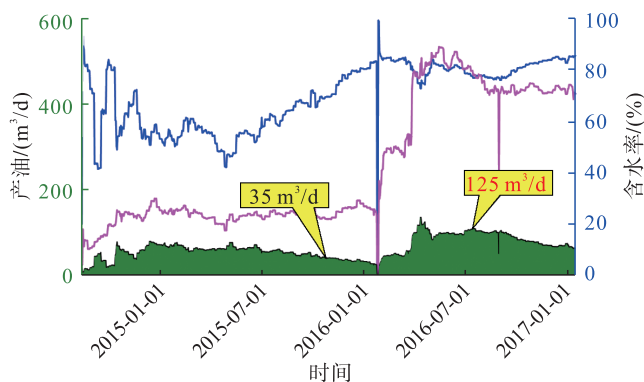


图 9 H 1 井动态曲线

高含水期油田平面矢量注采策略,既考虑方向,又兼顾大小。通过调整不同方向上注水量,达到平面均衡

驱替,深化挖潜平面剩余油,解决平面矛盾。通过平面矢量注采, Q 油田 2016 年措施增油量 $4.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,截至目前 2017 年产量维持负递减,取得了良好的稳油控水效果,对海上类似油田具有重要的借鉴意义。

4 结论

1) 通过引用等饱和度前缘界面定义体积波及系数,建立了一套体积波及系数的评价方法,进行了水平井变井网下的矢量注采波及系数定量研究。

2) 对于平面均质储层,变井网后“强注强采”模式开发效果更佳,新加密水平采油井最佳液量在 $600 \text{ m}^3/\text{d}$,边角井转注后适当增注,角井最优注采比 $1.2 \sim 1.4$,边井最优注采比 $1.0 \sim 1.2$,原水井适当减注,最优注采比 $0.5 \sim 0.75$ 。

3) 研究区先导试验井组表明,高含水油田矢量注采优化调整可有效改善水驱波及,推进稳油控水,提高水驱采收率。

4) 对于平面非均质储层,在明确非均质模式和大小后,可基于本文研究方法进行矢量注采优化和调整研究。

参考文献:

- [1] 张俊廷,张雷,陈建波,等.海上水驱油藏注水量公式及影响因素研究[J].数学的实践与认识,2016,46(10):98-104.
Zhang Junting, Zhang Lei, Chen Jianbo, et al. Study on Water Injection Formula and Influencing Factors for Offshore Water Flooding Reservoir [J]. Mathematics in Practice and Theory, 2016, 46 (10): 98-104.
- [2] 贾晓飞,李其正,杨静,等.基于剩余油分布的分层调配注水井注入量的方法[J].中国海上油气,2012,24(3):38-40.
Jia Xiaofei, Li Qizheng, Yang Jing, et al. A Method to Allocate Injection Volume for Separate Layers in a Water-Injection Well Based on the Remaining Oil Distribution [J]. China Offshore Oil and Gas, 2012, 24 (3): 38-40.
- [3] 王新华,黄建林,敖科,等.BP神经网络在井组配注中的应用[J].钻采工艺,2006,29(2):112-113.
Wang Xinhua, Huang Jianlin, Ao Ke, et al. The Application of BP Neural Network in Well Group Injection [J]. Drilling & Production Technology, 2006, 29 (2): 112-113.
- [4] 张俊.矢量化井网技术在胜二区沙二9-10中的应用[J].内江科技,2013,34(1):89.
Zhang Jun. The Application of Vector Well Pattern Technique in E₂S²9-10 of Sheng Er Area [J]. Neijiang Science and Technology, 2013, 34 (1): 89.
- [5] 伍志敏.稠油油田高含水期注采结构优化技术研究[D].大庆:大庆石油学院,2009.
Wu Zhimin. The Research of Optimization Technology for Injection-Production Structure on High Water Cut Stage in Heavy Oil Field [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2009.
- [6] 崔文富,赵红兵,吴伟,等.胜坨油田特高含水期油藏矢量层系井网产液结构调整研究[J].石油天然气学报,2012,34(6):127-131.
Cui Wenfu, Zhao Hongbing, Wu Wei, et al. Well-Pattern Regulation in Liquid Producing Structure of Vector Stratum Series at Extra-high Water-cut Stage in Shengtuo Oilfield [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34 (6): 127-131.
- [7] 李玲,黄炳光,谭星平,等.多元回归方法确定井组配注量[J].新疆石油地质,2006,27(3):357-358.
Li Ling, Huang Bingguang, Tan Xingping, et al. Injection Allocation Rate Determination of Well Groups Using Multiple Regression Method [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27 (3): 357-358.
- [8] 刘丽杰.胜坨油田特高含水后期矢量开发调整模式及应用[J].油气地质与采收率,2016,23(3):111-115.
Liu Lijie. Vector Development Adjustment Modes and Its Application in Late Extra-high Water Cut Stage of Shengtuo Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23 (3): 111-115.
- [9] 赖书敏,魏明.特高含水后期矢量开发调整技术研究及应用[J].科学技术与工程,2015,15(7):50-52.
Lai Shumin, Wei Ming. Research and Application of Vector Adjustment Development Technology in Ultra-High Water Cut Stage Reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15 (7): 50-52.
- [10] 苏彦春,李廷礼.海上砂岩油田高含水期开发调整实践[J].中国海上油气,2016,28(3):83-90.
Su Yanchun, Li Tingli. Practice of Development Adjustment in Offshore Sandstone Oilfields in High Water Cut Stage [J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28 (3): 83-90.
- [11] 赵志峰.河流相砂岩油藏特高含水期井网调整技术研究[D].东营:中国石油大学,2007.
Zhao Zhifeng. Study on Well Pattern Adjustment Technology of Fluvial Sandstone Reservoir for Extremely High Water-cut Stage [D]. Dongying: China University of Petroleum, 2007.
- [12] 唐晓红.埕岛油田中高含水期综合调整对策研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):90-93.
Tang Xiaohong. Comprehensive Adjustment Study on Chengdao Offshore Oilfield in Medium or High Water Cut Development Stage [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18 (6): 90-93.
- [13] 姜振海.特高含水期水驱油藏井网调整效果研究[J].科

- 学技术与工程, 2011, 11(9): 2087 - 2089.
- Jiang Zhenhai. The Study on Well Pattern Adjustment Effect of Water Flooding Reservoir during Ultra High Water Cut Period [J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(9): 2087 - 2089.
- [14] 刘超, 廖新武, 李廷礼, 等. 海上特低幅构造稠油底水油藏水平井开发策略[J]. 特种油气藏, 2013, 20(4): 81 - 84.
- Liu Chao, Liao Xinwu, Li Tingli, et al. Horizontal Well Strategy for Offshore Heavy Oil Reservoir with Bottom Water in Ultra-Low Relief Structure [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(4): 81 - 84.
- [15] 马超群, 刘德华, 黄磊, 等. 高含水期油藏开发方式选择及最优方案设计[J]. 天然气与石油, 2012, 30(3): 60 - 63.
- Ma Chaoqun, Liu Dehua, Huang Lei, et al. Selection of High Watery Period Oil Reservoir Development Options and Optimal Option Design [J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(3): 60 - 63.
- [16] 程林松. 渗流力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 93 - 100.
- Cheng Linsong. Fluid Mechanics in Porous Medium [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 93 - 100.
- [17] 武兵厂, 姚军, 吕爱民. 水平井与垂直井联合井网波及系数研究[J]. 石油学报, 2006, 27(4): 85 - 88.
- Wu Bingchang, Yao Jun, Lv Aimin. Research on Sweep Efficiency in Horizontal-Vertical Combined Well Pattern [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 85 - 88.
- [18] 姜汉桥, 姚军. 油藏工程原理与方法[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006: 40 - 46.
- Jiang Hanqiao, Yao Jun. Theory and Method of Reservoir Engineering [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006: 40 - 46.
- [19] 曹仁义, 周焱斌, 熊琪, 等. 低渗透油藏平面波及系数评价及改善潜力[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 74 - 77.
- Cao Renyi, Zhou Yanbin, Xiong Qi, et al. Evaluation and Improvement of Areal Sweep Efficiency for Low Permeability Reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 74 - 77.
- [20] 张连枝, 程时清, 付随艺, 等. 多分支水平井注采井网波及系数研究[J]. 天然气与石油, 2013, 31(2): 55 - 57.
- Zhang Lianzhi, Cheng Shiqing, Fu Suiyi, et al. Study on Sweep Efficiency of Well Pattern with Vertical Injector and Multilateral Horizontal Producer [J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31(2): 55 - 57.
- [21] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 70 - 79.
- Yang Shenglai, Wei Junzhi. Reservoir Physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 70 - 79.

(上接第 35 页)

- [3] Keller A. Fundamentals of Sulfur Recovery [C] // Proceedings of the Laurance Reid Gas Conditioning Conference, 22 - 25 February 2015, University of Oklahoma, Norman, Oklahoma, USA. Norman: LRGCC, 2015: 23.
- [4] Jacobs Co., . Operating a Superclaus Unit [C] // Proceeding of the MESPON 2014, 15 - 17 October 2014, Abu Dhabi, UAE. Abu Dhabi: MESPON, 2014.
- [5] 陈康良, 肖学兰, 杨仲熙, 等. 克劳斯法硫黄回收工艺技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 150.
- Chen Gengliang, Xiao Xuelan, Yang Zhongxi, et al. Claus Sulfur Recovery Process Technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 150.
- [6] Lagas J A. Superclaus - 5 Years Operating Experience [C] // Proceedings of the Laurance Reid Conditioning Conference, February 27-March 2 1994, University of Oklahoma, Norman, Oklahoma, USA. Norman: LRGCC, 1994: 19.
- [7] 环境保护部科技标准司. 石油炼制工业污染物排放标准: GB 31570 - 2015 [S]. 北京: 中国环境科学出版社, 2015.
- Department of Science, Technology and Standards, Ministry of Environmental Protection of the People's Republic of China. Emission Standard of Pollutants for Petroleum Refining Industry: GB 31570 - 2015 [S]. Beijing: China Environmental Science Press, 2015.
- [8] 国家环境保护局. 大气污染物综合排放标准: GB 16297 - 1996 [S]. 北京: 中国标准出版社, 1996.
- Ministry of Environmental Protection of the People's Republic of China. Integrated Emission Standard of Air Pollutants: GB 16297 - 1996 [S]. Beijing: Standards Press of China, 1996.
- [9] Goar B G. Claus Tail Gas Cleanup [C] // Proceedings of the Laurance Reid Gas Conditioning Conference, February 27-March 2 2008, University of Oklahoma, Norman, Oklahoma, USA. Norman: LRGCC, 2008: 41.
- [10] Anon. Low Cost and Reliable Sulphur Recovery [J]. Sulphur, 2010, (326): 1.