

文章编号:1009-9603(2021)05-0087-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.05.010

水驱后期断块油藏CO₂气顶与人工边水组合驱压力恢复规律

刘炳官¹,林波²,王智林²,孙东升²,葛政俊²,顾骁²

(1.中国石化江苏油田分公司,江苏扬州 225009; 2.中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院,江苏扬州 225009)

摘要:水驱后期断块油藏注入水无效循环造成压力提升困难,所提出的CO₂气顶与人工边水组合驱技术被认为可有效解决该问题。为了研究组合驱储层压力恢复规律,对压力恢复速度与注入速度等参数的关系,以及注水、注气速度和注入时机的优化开展研究。因此,利用室内实验评价压力恢复速度与注气量、注气速度及注气注水速度比之间的定性关系;应用数值模拟方法,结合单因素分析法及正交试验设计法验证实验结果,采用响应面分析法建立压力恢复速度与三者之间的定量关系,回归了相关性预测模型。最终对比优化了组合驱技术政策。研究表明,组合驱效果与注入速度、注气量及注气注水速度比呈正相关,对于注气速度最敏感。组合驱注气速度与注水速度存在最优值与最优匹配关系,进而建立了组合驱注入时机确定图版。

关键词:组合驱;压力恢复速度;响应面分析;最优速度组合;组合驱注入时机

中图分类号:TE347

文献标识码:A

Pressure recovery of CO₂ gas cap and artificial edge water combined flooding in fault-block reservoirs at late stage of water flooding

LIU Bingguan¹, LIN Bo², WANG Zhilin², SUN Dongsheng², GE Zhengjun², GU Xiao²

(1.Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou City, Jiangsu Province, 225009, China; 2.Exploration and Development Research Institute, Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou City, Jiangsu Province, 225009, China)

Abstract: At the late stage of water flooding, the invalid circulation of injected water in fault-block reservoirs makes it difficult to increase pressure. The proposed combined flooding technology of CO₂ gas cap and artificial edge water is considered as an effective solution to this problem. In order to study the pressure recovery of combined flooding reservoir, the relationship between pressure recovery rates and injection rates, as well as the optimization of water injection rate, gas injection rate and injection time were studied. Indoor experiments were conducted to evaluate the qualitative relationship of pressure recovery rates with gas injection volumes/rates and injection rate ratios between gas and water. Based on numerical simulation, single-factor analysis and orthogonal experiment design were combined to verify the experimental results. The quantitative relationship of the pressure recovery rates with the above three factors was established by response surface analysis, and the correlation prediction model was regressed. Finally, the technical policies for combined flooding were comparatively optimized. The research results show that the combined flooding effect is positively correlated with the injection rates, gas injection volumes/rates, and injection rate ratios between gas and water, and it is most sensitive to the gas injection rates. There are optimal gas/water injection rates for combined flooding and an optimal matching relationship between them, and then a chart for determining the injection timing for combined flooding is given.

Key words: combined flooding; pressure recovery rate; response surface analysis; optimal injection rate combination; injection

收稿日期:2021-04-07。

作者简介:刘炳官(1966—),男,江苏泰州人,教授级高级工程师,博士,从事油气田开发生产管理及相关研究工作。E-mail:liubg.jsyt@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技项目“苏北复杂断块低渗油藏注CO₂技术及应用”(P16050)和“苏北盆地含水层CO₂封存潜力及技术研究”(P21075-4)。

tion timing for combined flooding

水驱后期断块油藏注入水无效循环造成压力提升困难,高倾角油藏在高部位形成“阁楼油”,而在非主渗流通道形成井间剩余油^[1-2]。为有效动用高部位“阁楼油”及提升油藏压力水平,提出CO₂气顶与人工边水组合驱(简称组合驱)技术,即顶部注CO₂、边部注水,协同提升储层压力并有效挖潜剩余油的技术。该技术既具有顶部气驱的优点,可利用油气密度差抑制黏性指进,注入气倾向于向高部位运移,形成人工气顶并有效动用“阁楼油”^[3-4];又具有人工边水驱的优点,即水相所受合力沿驱替方向向下,可抑制水相突进^[5-6],在注水端形成高压区,控制气相前缘。注气端和注水端形成的耦合压力场进一步提升压力水平,增强注气效果。

前人通过物理模拟和数值模拟等方法对储层能量恢复已开展较多研究。陈民锋等认为确定合理开采速度下的合理补充时机,才能获得较好的开发效果^[7];秦延才等使用CMG软件进行CO₂、N₂补充地层能量的数值模拟研究^[8];吴忠宝等发现体积改造油藏注水吞吐开发是有效补充地层能量的一种新方式^[9];崔传智等利用数值模拟技术对水平井的能量补充方式进行了优化^[10]。虽然研究的是不同能量补充方式对能量恢复效果的影响,但均采用单一介质的注入方式,而通过注CO₂和注水组合驱替协同恢复地层能量的研究还鲜见发表。对组合驱技术政策优化方法等的研究也较少。因此,基于物理模拟方法,对油藏的压力恢复速度与注气速度、注气量和注气注水速度比(简称气水比)进行了定性分析;应用单因素分析法、正交试验设计分析法以及响应面分析法,建立了油藏压力恢复速度与三者之间的定量关系;最终确定了组合驱注入速度优选原则及驱替时机图版以指导方案编制。

1 组合驱实验

根据断块油藏的地质构造和井位分布特征等,设计并研制了可模拟水驱“阁楼油”形成及组合驱替过程的实验装置。依据建立的组合驱相似准则,设计了模型尺寸^[11-12]。基于该物理模型及建立的对数值模拟模型,开展影响因素规律、敏感性分析等研究,总结组合驱提升水驱后期油藏压力的规律。

1.1 实验装置

物理模拟装置(图1)为自主研制的高温高压可

视化长填砂管模型,该模型能够体现吞吐过程中三相分异作用,并能完成对流体运移情况的监测,具有以下功能:①可实现长度调节,以适应不同大小油藏的模拟。②可实现角度倾斜,模拟不同的地层倾角。③具有足够强度的承压耐温性能。④利用可视窗可直观观测一定范围内的流体运移规律。⑤设置多个检测点可检测不同位置的三相流体饱和度。模型长度为800 mm,直径为100 mm,容积为6 283 mL。可模拟倾角为0°~90°,耐温150℃,耐压30 MPa。

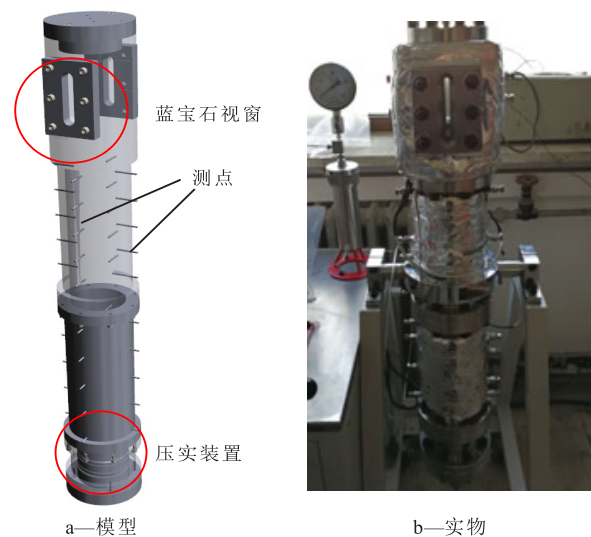


图1 长填砂管模型及实物
Fig.1 Real and modeled long sand-filled tube

1.2 实验材料及方法

实验所用油样为白油,利用苏丹红染色便于取样分析统计。采用50~200目的玻璃微珠进行充填压实,采用多目数玻璃微珠混合的方法增加模型非均质性。注水采用去离子水,注气采用纯度为99.99%的CO₂。

根据相似性准则设计实验方案(表1)。制作3组填砂管模型进行对比模拟实验,模型均采用5 MPa的压实压力。3组模型的孔隙度、渗透率、束缚水饱和度等参数均在允许的误差范围内,以保证3

表1 实验方案参数
Table1 Parameters in experimental schemes

序号	注水速度/ (cm ³ ·min ⁻¹)	注气速度/ (cm ³ ·min ⁻¹)	气水 比	渗透率/ mD
1	0.5	4	8	1 000
2	1	4	4	1 000
3	0.5	8	16	1 000

组实验的模拟数据具有可对比性。为同时模拟断块油藏地层倾角,将模型倾斜15°进行开发动态模拟实验。

1.3 实验步骤

实验步骤包括:①根据断块油藏中井位的分布特征,在该模型中布设3口注采井,采油井为W₁和W₂,注水井为W₃。②在水驱开发阶段,压力由16 MPa降至10 MPa,维持注采比为1:0.9,在回压的控制下以恒定流速开采采油井W₁和W₂。③当采油井的含水率达到90%时,结束水驱。④在组合驱开发阶段,高部位井W₁注气,边部注水井W₄注水,使压力从10 MPa升至16 MPa,同时控制中部采油井W₂生产,实施监测整个过程中的生产动态、模型整体压力及模型上各测点的压力。

通过步骤①—③,可模拟水驱断块油藏的开发、“阁楼油”及井间剩余油的形成过程等。水驱及组合驱开发方式如图2所示。

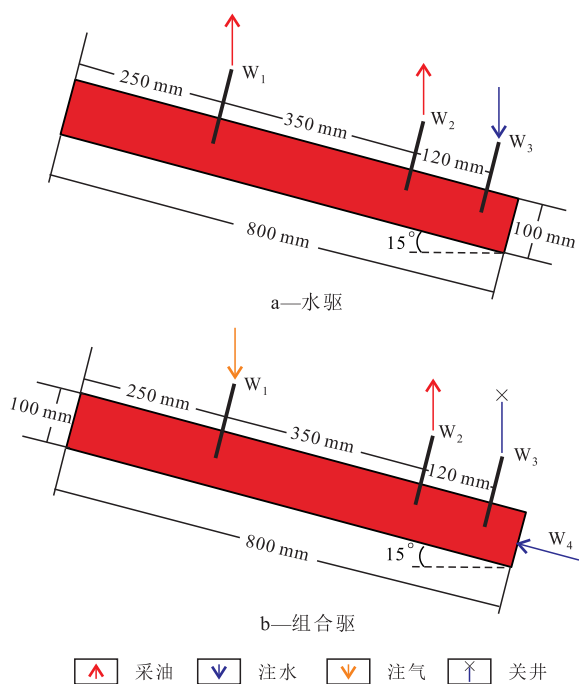


图2 水驱及组合驱开发方式
Fig.2 Water flooding and combined flooding

1.4 实验结果

3组对比实验的水驱开发过程完全相同,在注气阶段和组合驱阶段以不同气水比注入。对比发现模型的注气量和注气升压时间均有所不同。

3组实验的注气量依次为55,47,62 mL,即气水比越大,相同实验时间内总注气量越大(油藏条件下)。分析认为,组合驱升高相同压力所需能量是一定的,在注气速度相同时(实验1和2组),注水速度越大,注水产生的增压能量越大,注气产生的增

压能量降低,注气量相应减少;在注水速度相同时(实验1和3组),注气速度越大,注气产生的增压能量越大,所需注气量也相应增加。

对比3组实验的注气升压时间(图3)可以发现,气水比越大,上升到相同压力的时间越短,同时压力恢复速度越快;在注水速度相同时(实验1和3组),注气速度越大,压力恢复速度越快。

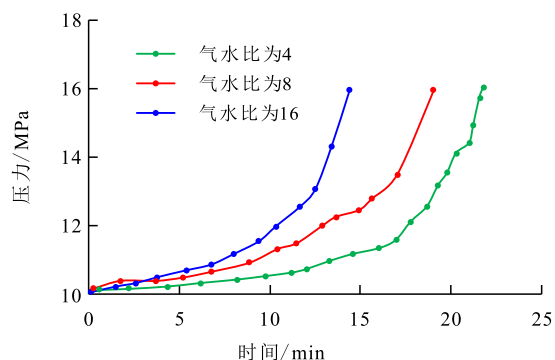


图3 不同气水比条件下模型压力变化

Fig.3 Model pressure variation under different injection rate ratios between gas and water

2 组合驱压力恢复影响规律

组合驱实验的工作量大、周期长,仅开展了少量方案的实验对比。需建立拟合物理模拟的数值模型,开展更多参数水平的数值模拟单因素分析,进一步论证物理模拟研究的定性结论,验证其可靠性^[13-14]。

2.1 组合驱数值模型

利用Eclipse数值模拟软件建立组合驱数值模型,拟合组合驱物理模型,模型的三维尺寸、属性参数、布井方案等均依照物理模型设计。模型倾角为15°,X,Y,Z方向网格数分别为80,10,10,平均孔隙度为0.42,平均渗透率为1 000 mD。注气井距构造顶部1/4处,采油井距构造顶部3/4处,底部为注水井。

2.2 压力恢复主控因素

采用单因素分析法、正交试验设计法和响应面分析法,确定影响压力恢复的主控因素以及各因素之间的定量关系。

2.2.1 单因素分析法

重点研究3个主控因素:注气量、注气速度和气水比。以压力上升到同一值(16 MPa)为注气结束时间点,统计各个方案的压力恢复速度。基础方案的参数包括:气水比为0.125,注气速度为4 cm³/min,注气量为7 000 cm³。

为分析注气量对压力恢复的影响,设置气水比为0.125,注气速度为 $4\text{ cm}^3/\text{min}$ 不变,注气量分别为 $3\ 000, 6\ 000, 9\ 000, 12\ 000$ 和 $15\ 000\text{ cm}^3$,开展压力恢复模拟。为分析注气速度影响,在基础方案注气量和气水比的基础上,对比 $1, 3, 5, 7$ 和 $9\text{ cm}^3/\text{min}$ 共5种注气速度下的压力恢复过程。为分析气水比的影响,基于基础方案对比了气水比分别为 $0.062\ 5, 0.125, 0.187\ 5, 0.25, 0.312\ 5$ 的压力恢复速度。由3种因素对压力恢复速度的影响(图4)可见,随着注气量的增加,压力恢复速度逐渐增加,且曲线斜率呈现小幅增大的规律,即压力恢复速度受注气量的影响逐步增大。而压力恢复速度与注气速度及气水比均呈近线性关系,注气速度越大,气水比越大,

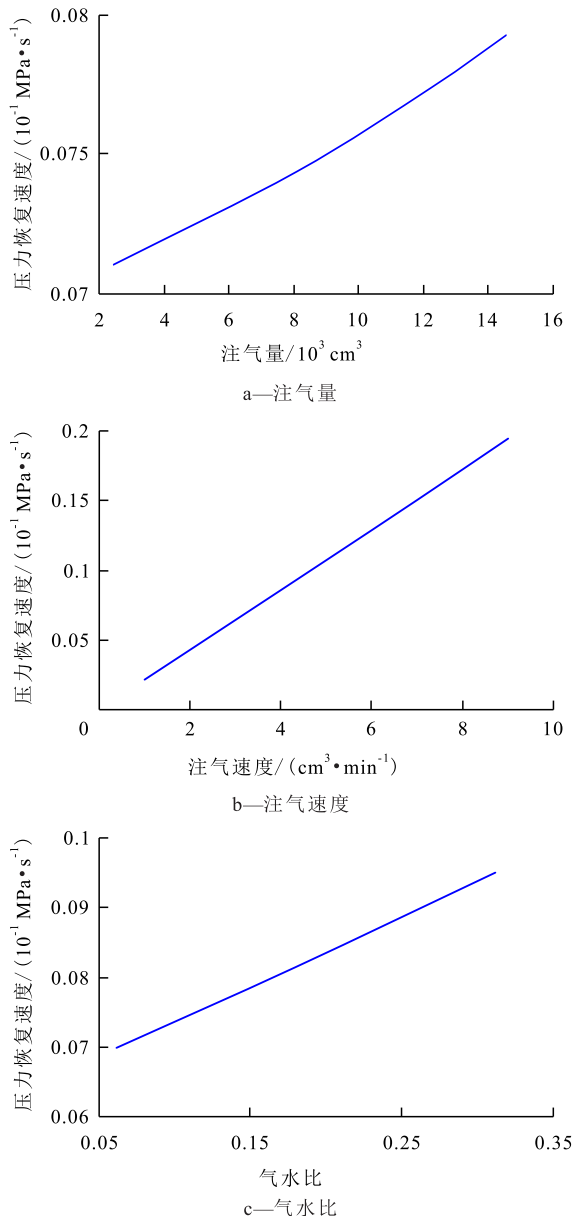


图4 压力恢复速度与主控因素的关系

Fig.4 Relationship between pressure recovery rates and main influencing factors

压力恢复速度越快。

2.2.2 正交试验设计法

开展正交试验设计方案数值模拟的作用是:①在明确各因素影响规律的基础上,明确主控因素。②通过正交设计在尽可能少的对比方案计算量下获得最优的参数组合,直接指导组合驱生产实践^[15-16]。即通过正交试验设计法确定不同注入参数对压力恢复的影响,依照正交试验设计原则共设计25组对比方案,用数值模拟软件计算各方案的压力恢复速度。正交试验结果如表2所示。

表2 正交试验结果
Table2 Orthogonal test results

参数	注气速度	注气量	气水比
m_1	0.021 476	0.111 506	0.088 612
m_2	0.064 402	0.105 813	0.098 646
m_3	0.107 429	0.103 797	0.108 566
m_4	0.150 725	0.105 737	0.117 675
m_5	0.194 814	0.111 994	0.125 347
方差	0.173 338	0.008 197	0.036 735

由表2同样可以得到3个主控因素与压力恢复速度的正相关关系,同时还可以看出,由各因素的方差可判断各参数的敏感性,方差由大到小的顺序为注气速度、气水比和注气量,即这3个因素对采收率影响的主次顺序为:注气速度、气水比、注气量。注气速度的方差远远大于气水比和注气量的方差,这说明对压力恢复速度影响最大的是注气速度,其次是气水比和注气量。因此,在确定影响压力恢复速度的技术政策时,应首先优化注气速度,再优化气水比及注气量。

2.2.3 响应面分析法

采用响应面分析法,在明确单因素影响规律的基础上,探究多因素共同影响下组合驱效果的变化规律;同时,直接回归组合驱效果的计算模型,为不同生产制度下的效果预测及评价提供直接计算的工具。

研究注气速度、注气量、气水比对压力恢复速度和开发效果影响的主效应和交互作用,采用Box-Behnken响应面优化实验设计,共17组实验,各方案分析结果见表3。

在响应面分析中,利用 F 值进行统计结果的显著性检测,利用 P 值检测每个回归系数的显著性, P 值越小,表明结果越显著。由表3可得,模型 F 值为 $53.500\ 52$, P 值小于 0.05 ,说明模型具有显著的适应性,即该模型具有较高的可信度,可用于预期的优

化预测实验。

表3 响应面分析结果

Table3 Response surface analysis results

参数	平方和	自由度	均方	F值	P值
模型	5.19×10 ⁻⁷	9	5.77×10 ⁻⁸	53.500 52	1.26×10 ⁻⁵
A	1.83×10 ⁻⁸	1	1.83×10 ⁻⁸	16.935 23	0.004 486
B	4.11×10 ⁻⁷	1	4.11×10 ⁻⁸	381.132	2.31×10 ⁻⁷
C	5.26×10 ⁻⁸	1	5.26×10 ⁻⁸	48.773 85	0.000 215
AB	9.72×10 ⁻⁹	1	9.72×10 ⁻⁹	9.016 716	0.019 864
AC	2.24×10 ⁻¹⁰	1	2.24×10 ⁻¹⁰	0.207 492	0.662 534
BC	1.95×10 ⁻⁹	1	1.95×10 ⁻⁹	1.812 515	0.220 17
A ²	2.25×10 ⁻⁸	1	2.25×10 ⁻⁸	20.836 51	0.002 59
B ²	1.52×10 ⁻¹⁰	1	1.52×10 ⁻¹⁰	0.140 941	0.718 464
C ²	2.2×10 ⁻⁹	1	2.2×10 ⁻⁹	2.037 273	0.196 534
残差	7.54×10 ⁻⁹	7	1.08×10 ⁻⁹		
净误差	0	4	0		
总误差	5.26×10 ⁻⁷	16			

由压力恢复速度与注气速度、气水比、注气量的三维响应面曲面关系(图5)可见,3个注入参数均与压力恢复速度呈正相关关系。其中,注气速度对压力恢复速度影响最大(曲面最陡峭),其次为气水比和注气量,这与单因素分析法及正交试验设计分析法结论一致。

利用Box-Behnken Design(BBD)方法分析实验数据,以压力恢复速度 R_0 为响应值,以注气速度、气水比、注气量为自变量建立关于压力恢复速度的响应面二次多项式模型,即:

$$R_0 = 0.043\ 66 + 1.505\ 4 \times 10^{-4} A - 5.48 \times 10^{-3} B + 5.1 \times 10^{-3} C + 7.091\ 7 \times 10^{-5} AB + 1.739 \times 10^{-4} AC + 2.5 \times 10^{-3} BC - 0.167\ 09A^2 + 0.021\ 0B^2 - 0.071\ 3C^2 \quad (1)$$

该模型可为组合驱压力恢复速度的预测提供快速计算工具,具有很强的实用意义。

3 组合驱技术政策优化

选取J油田典型的水驱后期Y7断块油藏,建立真实地质模型,模型的性质参数均按照Y7油藏参数设计。通过数值模拟对比优化,总结技术政策优化原则及界限值等,为组合驱矿场试验方案优化提供参考。

3.1 注气速度优化

设计了4组注气速度,分别为10,20,30,40 m³/d,每个注气速度对应设计了9组注水速度,共36组对比方案。对比不同注入速度组合下提高采收率,由结果(图6)可见,一定注气速度下,提高采收率

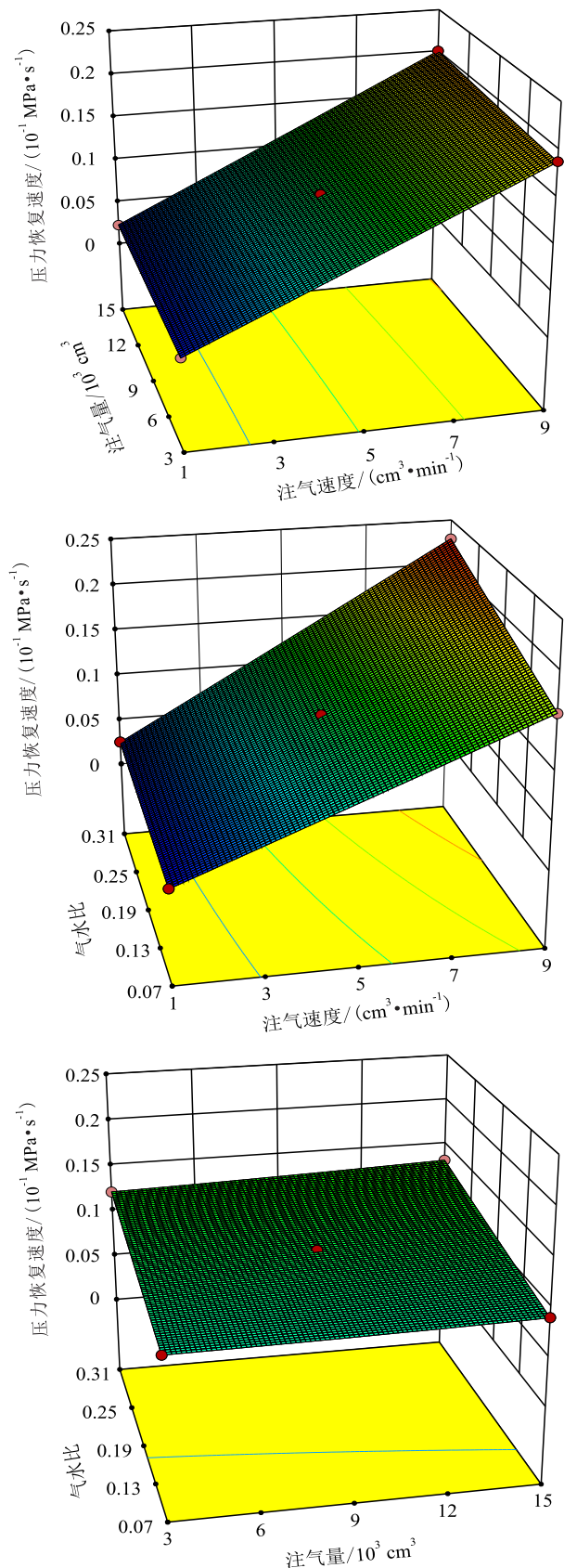


图5 压力恢复速度与注气速度、注气量、气水比三维响应面曲面关系

Fig.5 Relationship of pressure recovery rates with gas injection rates/volumes and injection rate ratios between gas and water indicated by three-dimensional response surface

与注水速度曲线存在拐点,即一个注气速度会对应一个最优的注水速度。分析认为,注水速度过小,无法起到控制气相前缘运移的作用,使得气窜快速发生^[17];若注水速度过高,则过度抑制了油气界面的运移,使得注入气无法将置换的高部位“阁楼油”驱替至井底。同时,对于不同的注气速度,其最优注水速度值不同,因此对应的气水比也不同。也就是说,对于组合驱技术,其注水速度、注气速度及气水比均存在最优值。由图6可见,对于该油藏峰值采收率对应的注入速度组合为:注气速度为20 m³/d,注水速度为20 m³/d。此外,各组方案提高采收率均在6%以上,也反映了组合驱技术提高采收率的能力。

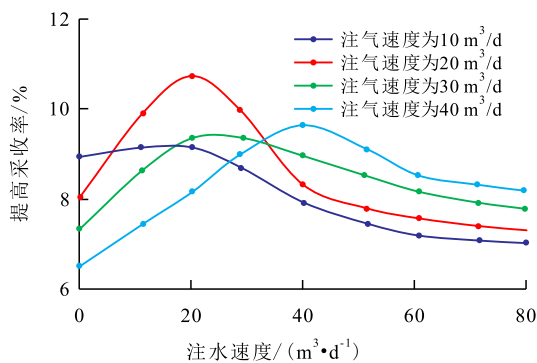


图6 组合驱提高采收率与不同注入速度组合关系

Fig.6 Relationship between enhanced oil recovery of combined flooding and combination of different injection rates

3.2 注入时机优化

组合驱前的生产过程为较长期的水驱开发,从压力恢复角度,组合驱注入时机应对应不同的储层压力水平^[18],因此采用压力系数表征组合驱时机。设计了井底生产压差分别为3,4,5 MPa的对比方案,每组对应9个压力系数。由组合驱注入时机对采油速度的影响(图7)可见,组合驱注入时机越晚,则对应的采油速度越低,开发经济性随之下降。在相同生产压差和低压条件下,随组合驱注入时机延

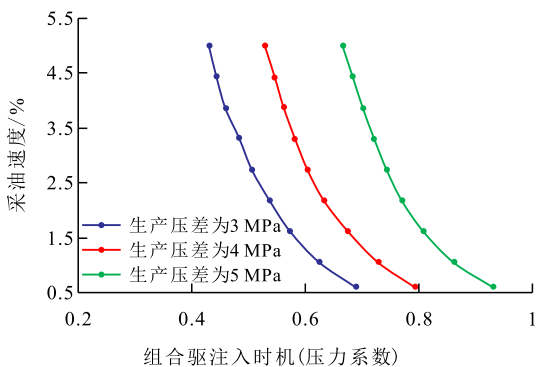


图7 不同采油速度组合驱注入时机图版

Fig.7 Injection timing chart of combined flooding at different oil production rates

后采油速度的下降速度更快。因此,应在较高压力水平下即实施组合驱。组合驱如果确定了某油藏的经济采油速度,结合井底生产压差,可以直接确定对应组合驱注入时机。该图版可直接指导现场方案中组合驱的注入时机选择。

4 结论

研制了可模拟CO₂气顶与人工边水组合驱的可视化实验装置并建立了实验方法。不同注水、注气速度组合下的对比实验结果表明,注气速度、注气量和气水比是影响储层压力恢复的敏感性因素。结合多种分析方法,确定了注气速度、注气量和气水比均与组合驱压力恢复速度呈正相关,其中,注气速度影响最显著。同时回归了组合驱压力恢复速度预测模型。

对于组合驱技术而言,注水速度、注气速度以及气水比均存在最优值。优化注水、注气速度组合可合理控制油气界面运移速度,达到提高采收率最佳效果,组合驱可普遍提高油藏采收率6%以上。进而建立了不同生产压差下合理组合驱注入时机的确定图版。

符号解释

- A, B, C——注气速度、注气量、气水比的编码值;
- m1, m2, m3, m4, m5——不同因素水平的方案序号;
- R₀——响应值,即压力恢复速度,MPa/s。

参考文献

[1] 鲍敬伟,李丽,叶继根,等.高含水复杂断块油田加密井井位智能优选方法及其应用[J].石油学报,2017,38(4):444-452,484.
BAO Jingwei, LI Li, YE Jigen, et al. Well location intelligent optimization method and its application for infill wells in high water cut complex fault-block oilfields [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(4): 444-452, 484.

[2] 陶丽,王相,姜涛.特高含水期水驱砂岩油田井网部署自动优化方法[J].断块油气田,2017,24(6):808-812.
TAO Li, WANG Xiang, JIANG Tao. Optimization of well arrangement in ultra-high water-cut water-flooding sand reservoirs [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2017, 24(6): 808-812.

[3] 谭学群,刘云燕,周晓舟,等.复杂断块油藏三维地质模型多参数定量评价[J].石油勘探与开发,2019,46(1):185-194.
TAN Xuequn, LIU Yunyan, ZHOU Xiaozhou, et al. Multi-parameter quantitative assessment of 3D geological models for complex fault-block oil reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 185-194.

- [4] LEI H, YANG S, ZU L, et al. Oil recovery performance and CO₂ storage potential of CO₂ Water-Alternating-Gas (CO₂-WAG) injection after continuous CO₂ injection in a multilayer formation [J]. *Energy & Fuels*, 2016, (30): 8 922-8 931.
- [5] POOLADI-DARVISH M, MATTAR L. SAGD operation in the presence of overlying gas cap and water layer-effect of shale barriers [J]. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2002, 41 (6): 40-51.
- [6] 刘维霞, 吴义志, 李文静, 等. 断块油藏气顶-边水双向驱油藏筛选标准 [J]. *特种油气藏*, 2016, 23(1): 104-108.
LIU Weixia, WU Yizhi, LI Wenjing, et al. Screening criteria of gas cap-edge water drive fault block oil reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2016, 23(1): 104-108.
- [7] 陈民锋, 赵梦盼, 王敏, 等. 低渗透高饱和油藏能量合理补充时机研究 [J]. *断块油气田*, 2014, 21(4): 463-466.
CHEN Minfeng, ZHAO Mengpan, WANG Min, et al. Study on reasonable energy supplement timing for low permeability and high saturation reservoirs [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2014, 21 (4): 463-466.
- [8] 秦延才, 李微, 周淑娟, 等. 陈373块薄层稠油油藏N₂和CO₂补充地层能量可行性研究 [J]. *科学技术与工程*, 2013, 13(14): 3 856-3 860.
QIN Yancai, LI Wei, ZHOU Shujuan, et al. Study of the feasibility by injecting nitrogen and carbon dioxide for energy complement in the thin heavy oil reservoir of Chen 373 [J]. *Science Technology and Engineering*, 2013, 13(14): 3 856-3 860.
- [9] 吴忠宝, 曾倩, 李锦, 等. 体积改造油藏注水吞吐有效补充地层能量开发的新方式 [J]. *油气地质与采收率*, 2017, 24(5): 78-83, 92.
WU Zhongbao, ZENG Qian, LI Jin, et al. New effective energy-supplement development method of waterflood huff and puff for the oil reservoir with stimulated reservoir volume fracturing [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(5): 78-83, 92.
- [10] 崔传智, 朱贵良, 刘慧卿, 等. 正韵律厚油层水平井开发能量补充方式优化研究 [J]. *石油钻探技术*, 2010, 38(6): 88-91.
CUI Chuazhi, ZHU Guiliang, LIU Huiqing, et al. Energy supplement mode optimization for horizontal well development in thick positive rhythm oil reservoir [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2010, 38(6): 88-91.
- [11] 李宾飞, 叶金桥, 李兆敏, 等. 高温高压条件下CO₂-原油-水体系相间作用及其对界面张力的影响 [J]. *石油学报*, 2016, 37 (10): 1 265-1 272, 1 301.
LI Binfei, YE Jinqiao, LI Zhaomin, et al. Phase interaction of CO₂-oil-water system and its effect on interfacial tension at high temperature and high pressure [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37 (10): 1 265-1 272, 1 301.
- [12] 邓瑞健, 田巍, 李中超, 等. 二氧化碳驱动用储层微观界限研究 [J]. *特种油气藏*, 2019, 26(3): 133-137.
DENG Ruijian, TIAN Wei, LI Zhongchao, et al. Microscopic limits of reservoir producing for carbon dioxide flooding [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(3): 133-137.
- [13] 俞凯, 刘伟, 陈祖华. 陆相低渗透油藏CO₂混相驱技术 [M]. 北京: 中国石化出版社, 2016: 127-129.
YU Kai, LIU Wei, CHEN Zuhua. CO₂ miscible flooding technology in continental low permeability reservoir [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2016: 127-129.
- [14] 吕洲, 王玉普, 李莉, 等. 油气储层岩心实验的样本量设计 [J]. *石油实验地质*, 2018, 40(4): 589-594.
LÜ Zhou, WANG Yupu, LI Li, et al. Sample size design for oil and gas reservoir core-plug experiments [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(4): 589-594.
- [15] WANG Zhilin, YANG Shenglai, LEI Hao, et al. Oil recovery performance and permeability reduction mechanisms in miscible CO₂, Water-Alternative-Gas (WAG) injection after continuous CO₂ injection: An experimental investigation and modeling approach [J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2017, 150: 376-385.
- [16] 刘炳官, 朱平, 雍志强, 等. 江苏油田CO₂混相驱现场试验研究 [J]. *石油学报*, 2002, 23(4): 56-60.
LIU Bingguan, ZHU Ping, YONG Zhiqiang, et al. Pilot test on miscible CO₂ flooding in Jiangsu oil field [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2002, 23(4): 56-60.
- [17] 金勇, 王智林, 金忠康. 基于改进体积法的高含水水平井CO₂吞吐注入量计算模型 [J]. *油气藏评价与开发*, 2019, 9(3): 19-24.
JIN Yong, WANG Zhilin, JIN Zhongkang. A new calculation model of CO₂ huff and puff injection volume in high water-cut horizontal wells based on improved volume method [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(3): 19-24.
- [18] 郭省学. 高温高压条件下CO₂驱稠油微观运移特征 [J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(3): 99-104.
GUO Xingxue. Study on microscopic migration characteristics of heavy oil by CO₂ flooding at high temperature and high pressure [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(3): 99-104.

编辑 刘北羿