

文章编号:1009-9603(2021)03-0119-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.03.015

多薄层特低渗透滩坝砂油藏CO₂驱层系组合优化

张传宝¹,滕世婷²,杨勇¹,邢绍献¹,崔传智²,张东¹

(1.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营257015;2.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛266580)

摘要:为了解决特低渗透滩坝砂油藏CO₂驱纵向驱替不均衡的问题,利用油藏数值模拟方法分析了储层渗透率、地层原油黏度、含油饱和度和油层厚度等因素对层系组合的影响,并利用正交试验方法确定各因素的影响程度从大至小依次为:原油黏度、含油饱和度、储层渗透率、油层厚度。通过公式推导和油藏数值模拟方法,建立了考虑含油饱和度、原油黏度和储层渗透率等3个主控因素以及启动压力梯度和压裂影响的综合有效流度作为层系组合的表征指标。基于油藏数值模拟技术,确定了不同注采压差下的综合有效流度的界限值,随着注采压差的增大,界限值逐渐减小。依据各油层的综合有效流度值,采用K-means聚类方法实现层系组合自动划分。将研究成果应用到胜利油区正理庄油田高89区沙四段,结果显示将层系划分为3套时的采出程度提高了2.25%。

关键词:CO₂驱;层系组合;特低渗透油藏;压裂;综合有效流度;滩坝砂

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Optimization of layer combination of CO₂ flooding in multi-thin-layer beach-bar sandstone reservoirs with extra-low permeability

ZHANG Chuanbao¹, TENG Shiting², YANG Yong¹, BING Shaoxian¹, CUI Chuanzhi², ZHANG Dong¹

(1. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

Abstract: To avoid uneven vertical displacement of CO₂ flooding in beach-bar sandstone reservoirs with extra-low permeability, we analyze the influence of reservoir permeability, crude oil viscosity, oil saturation, and oil layer thickness on layer combination by the numerical simulation. The orthogonal test method is used to determine their degrees of influence in descending order: crude oil viscosity, oil saturation, reservoir permeability, and oil layer thickness. Through formula derivation and numerical simulation of reservoirs, comprehensive effective fluidity that involves oil saturation, crude oil viscosity, and reservoir permeability, as well as starting pressure gradient and fracturing, is proposed to characterize layer combination. The limits of comprehensive effective fluidity under various injection-production pressure differences are determined with the numerical simulation technology for reservoirs. As the injection-production pressure difference increases, the limit gradually decreases. According to the comprehensive effective fluidity of each oil layer, the K-means clustering algorithm is used for the automatic division of layer combination. The research results are applied to the Es₄ in Block Gao89 of Zhenglizhuang Oilfield, showing that the recovery is raised by 2.25% when the layers are divided into three schemes.

Key words: CO₂ flooding; layer combination; extra-low permeability reservoir; fracturing; comprehensive effective fluidity; beach-bar sandstone

滩坝砂油藏资源丰富,为特低孔渗油藏,弹性CO₂驱为开发滩坝砂油藏的一项主要技术。滩坝砂开采产量递减快、采收率低,注水开发难度较大,油藏具有纵向层多层薄的特点,层间非均质性严

收稿日期:2020-10-15。

作者简介:张传宝(1970—),男,山东日照人,高级工程师,从事低渗透油气驱开发方面的研究。E-mail:zhangchuanbao333@163.com。

通信作者:滕世婷(1995—),女,山东日照人,在读硕士研究生。E-mail:994863596@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项“渤海湾盆地济阳坳陷致密油开发示范工程”(2017ZX05072006-004),中国石油大学(华东)自主创新科研项目(理工科)“致密油藏CO₂混相驱注采耦合前缘运移规律”(20CX06089A),中国石化科技重大专项“海上精细分层高效防砂技术研究与应用”(P18023-2)。

重,在CO₂驱替开发过程中易产生层间矛盾。层系组合是多层油藏改善层间动用程度差异的主要技术^[1-8],涉及到层系组合的政策界限及组合方法研究^[9-11]。崔传智等采用枚举法列举出可能方案,筛选出采收率和经济效益均高的重组方案^[1];王鹏提出以采油指数级差作为层系重组的综合表征指标^[2];沈安琪等基于灰色关联分析方法得到各因素与层系组合开发效果的关联度,并采用聚类方法进行层系组合^[4];段国强利用复相关分析对开发层系组合影响较大的指标,并建立了层系重组的政策界限^[10]。综合分析可以看出,目前中外层系组合方面的研究主要集中在中高渗透水驱开发层系重组政策界限及组合方法^[12-21]。关于低渗透油藏CO₂驱的研究主要集中在CO₂驱油机理及提高采收率影响因素方面^[12-17],层系组合方面的研究极少。

为此,笔者分析了CO₂驱替过程中储层渗透率、地层原油黏度、含油饱和度和油层厚度对层系组合的影响,同时考虑压裂对储层渗透率的改变,提出了包含静态因素(渗透率、原油黏度、油层厚度)和动态因素(含油饱和度、注采压差、启动压力梯度)的综合有效流度作为多层合采特低渗透滩坝砂油藏CO₂驱层系组合的综合表征指标,建立了CO₂驱层系组合开发时在不同注采压差下综合有效流度级差界限。

1 层系组合影响因素及主控因素分析

1.1 层系组合影响因素

层系组合的影响因素包括静态因素和动态因素,静态因素主要包括储层渗透率、地层原油黏度和油层厚度,动态因素主要为含油饱和度。

建立多层合采特低渗透滩坝砂油藏五点法井网概念模型(图1),纵向上设置3层,由上至下依次

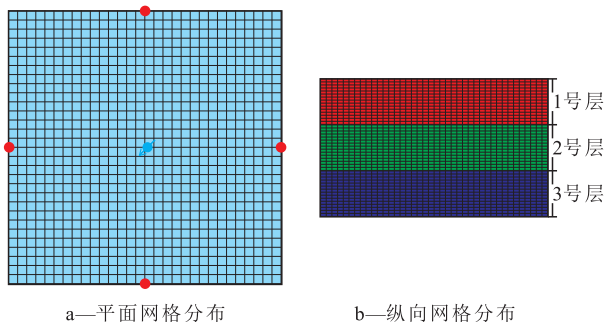


图1 多层合采特低渗透滩坝砂油藏五点法井网概念模型

Fig.1 Conceptual model of five-point well pattern for multi-layer combined beach-bar sandstone reservoirs with ultra-low permeability

为1号层、2号层和3号层,其中2号层为隔层,渗透率为零。模型初始参数包括:渗透率为4 mD,孔隙度为0.17,含油饱和度为0.6,原油黏度为2 mPa·s,各小层厚度为3 m,地层压力为30 MPa,混相压力为28.5 MPa,注气井定注入量为10 000 m³/d(地面标况),最大注入压力为50 MPa,4口油井定井底流压为20 MPa生产,单井最大产液量为20 m³/d。

利用建立的概念模型,设置1号层渗透率为2 mD不变,依次增大3号层渗透率,获得层间渗透率级差为1~10的模型,其他参数保持不变。由模拟得到的不同渗透率级差下油藏生产气油比为2 000 m³/m³时的采出程度和吸气量(图2,图3)可以看出,随着层间渗透率级差的增大,1号层(相对低渗透层)的采出程度和吸气量逐渐减小,3号层和整个模型的采出程度和吸气量先增大后减小;当层间渗透率级差大于3时,地层总体采出程度和吸气量随着渗透率级差的增大迅速减小。因此,层系组合时渗透率级差控制在3以内开发效果较好。

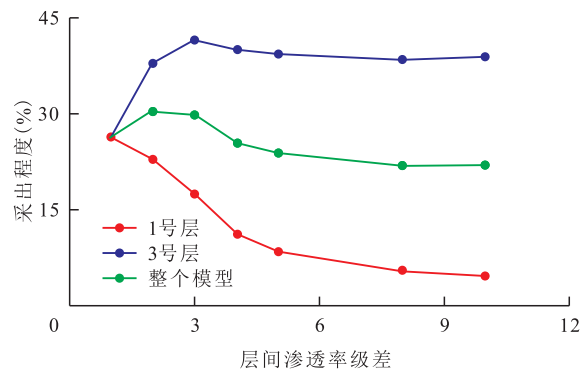


图2 采出程度随层间渗透率级差变化

Fig.2 Trends in recovery with permeability ratios between layers

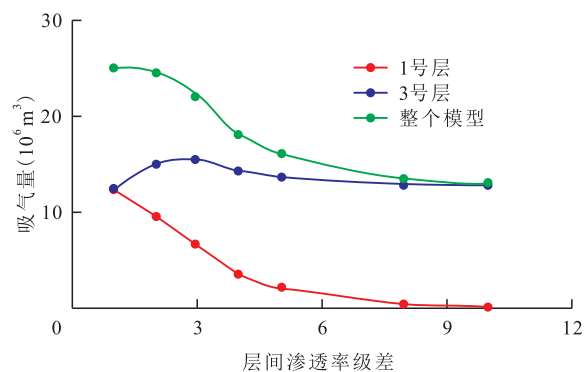


图3 吸气量随层间渗透率级差变化

Fig.3 Trends in suction capacity with permeability ratios between layers

渗透率非均质地层合采开发时,相对低渗透层启动压力梯度和渗流阻力均较大,CO₂难以注入。随着渗透率级差的增大,渗透率较高的小层启动压力梯度和渗流阻力进一步减小,注入气更多地进入

相对高渗透层,使得相对低渗透层收效差,层间干扰加剧,层间动用差异增大。

在概念模型初始参数的基础上,保持1号层原油黏度为2 mPa·s不变,增大3号层的原油黏度,使层间原油黏度级差为1~5,对比不同原油黏度级差下油藏生产气油比为2 000 m³/m³时的采出程度。从图4可以看出,随着层间原油黏度级差增大,3号层(原油黏度相对较高的层)的采出程度减小,1号层和整个模型的采出程度先增大后减小,当层间原油黏度级差大于2时,整个模型的采出程度迅速减小,因此层系组合时原油黏度级差界限为2。

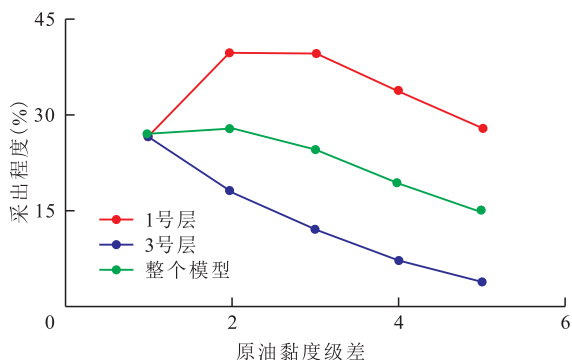


图4 采出程度随层间原油黏度级差变化

Fig.4 Trends in recovery with crude oil viscosity ratios between layers

在概念模型初始参数的基础上,保持模型总厚度为9 m不变,改变1号层和3号层的厚度,使得层间油层厚度级差为1~5,其中1号层为相对薄层,对比不同油层厚度级差下油藏生产气油比为2 000 m³/m³时的采出程度。由图5可见,随着油层厚度级差的增大,整个模型和各小层(3号层为相对厚层)的采出程度先稍有增大,当油层厚度级差大于1.4时逐渐降低,因此层系组合时油层厚度级差界限为1.4。

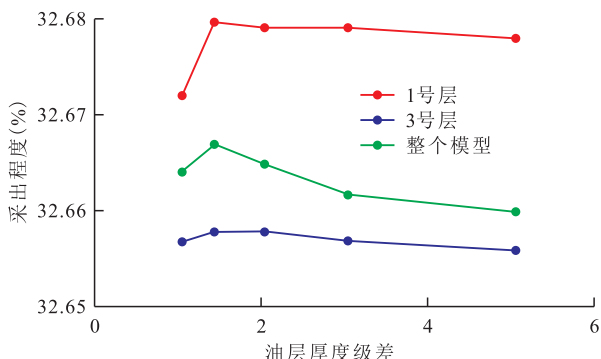


图5 采出程度随油层厚度级差变化

Fig.5 Trends in recovery with thickness ratios between layers

在概念模型初始参数的基础上,1号层保持原始状态不变,减小3号层的初始含油饱和度(先将3号层单独开采一段时间),使层间含油饱和度级差为1~1.12,对比不同含油饱和度级差下油藏生产气

油比为700 m³/m³时的采出程度。从图6可见,当含油饱和度级差小于1.04时,整个油藏和各小层(3号层为相对低含油饱和度层)的采出程度缓慢减小,当含油饱和度级差大于1.04时,采出程度减小速度加快,因此层系组合时含油饱和度级差界限为1.04。

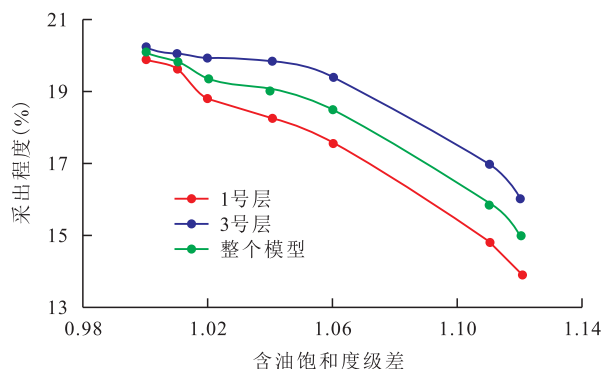


图6 采出程度随层间含油饱和度级差变化

Fig.6 Trends in recovery with oil saturation ratios between layers

1.2 层系组合主控因素筛选

在实际开发过程中,各个单因素对层系组合开发影响程度不同,因此需要确定各因素对层系组合的影响程度。采用正交试验的方法,对储层渗透率级差、地层原油黏度级差、油层厚度级差和含油饱和度级差4个影响因素进行敏感性分析。仍采用概念模型,设置1号层为标准层,渗透率为2 mD,原油黏度为2 mPa·s,含油饱和度为0.6,油层厚度为3 m。根据正交试验原理,每种影响因素设计4个水平(表1),以此来设置3号层的参数,计算油藏生产气油比为2 000 m³/m³时的采出程度。

表1 正交试验设计基础数据
Table1 Basic data of orthogonal test design

水平	影 响 因 素			
	渗透率级差	原油黏度级差	油层厚度级差	含油饱和度级差
1	2	2	2	1.01
2	3	3	3	1.02
3	4	4	4	1.04
4	5	5	5	1.06

将正交试验设计方案得到的实验结果进行极差和方差分析(表2),极差或方差或F值越大,说明该因素的影响程度越大,由此得出各因素影响程度从大至小依次为:原油黏度、含油饱和度、渗透率、油层厚度。这是由于原油黏度和CO₂气体黏度相差较大,气体易突进,对小层动用程度影响较大;含油饱和度和渗透率对启动压力梯度和渗流阻力影响较大,含油饱和度和渗透率越大,两相启动压力梯度越大。

表2 正交试验设计结果分析
Table2 Analysis of orthogonal design results

结果分析	影 响 因 素			
	渗透率	原油黏度	油层厚度	含油饱和度
极差	2.086	3.658	1.037	3.444
方差	3.652 2	9.766 8	1.045 5	9.103 7
F值	2.18	5.84	0.62	5.44
因素主次	3	1	4	2

2 层系组合综合表征指标的建立

从以上分析可以看出,原油黏度、含油饱和度、渗透率对层系组合影响较大,在层系组合时同时考虑3个指标难度较大,需要建立可考虑多种影响因素的综合表征指标。采用综合考虑3个参数的有效流量作为多层合采特低渗透滩坝砂油藏CO₂驱层系组合的表征指标。低渗透油藏中的渗流存在启动压力,因此综合表征指标的建立需要考虑启动压力梯度的影响。水力压裂是开发低渗透油藏的主要技术,对层间储层物性会产生影响,为此将水力压裂的影响转化为储层平均渗透率的改变,融入到综合有效流量中。

2.1 压裂影响的等效转化

利用概念模型,将相对低渗透层进行压裂,裂缝渗透率设置为3 000 mD,通过对相对高渗透层设置不同的渗透率进行生产,当2层的开发效果相近时,高渗透层的渗透率可看作是低渗透层压裂后的等效渗透率,与低渗透层渗透率之比即为改造层平均渗透率的增大倍数,同理可得到不同低渗透层渗透率、不同压裂规模下的改造层渗透率的增大倍数(图7)。从图7中可以看出,原始储层渗透率越小,压裂后储层平均渗透率增大倍数越大,压裂的作用越明显;随着裂缝穿透比的增大,储层平均渗透率增大倍数增大。

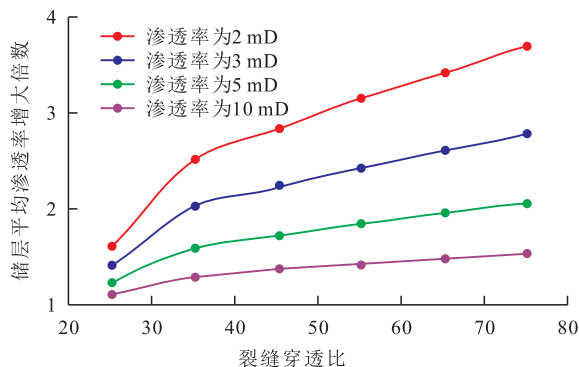


图7 压裂后储层平均渗透率增大倍数图版

Fig.7 Magnification of average reservoir permeability after fracturing

2.2 综合有效流量的建立

低渗透油藏油、气、水三相渗流时,其产能公式为:

$$Q_i = AK \left[\frac{K_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\Delta p}{L} - G_o \right) + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\Delta p}{L} - G_w \right) + \frac{K_{rg}}{\mu_g} \left(\frac{\Delta p}{L} - G_g \right) \right] = AK \left[\frac{K_{ro}}{\mu_o} \left(1 - \frac{G_o}{\frac{\Delta p}{L}} \right) + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \left(1 - \frac{G_w}{\frac{\Delta p}{L}} \right) + \frac{K_{rg}}{\mu_g} \left(1 - \frac{G_g}{\frac{\Delta p}{L}} \right) \right] \frac{\Delta p}{L} \quad (1)$$

根据胜利油区某低渗透油藏实测岩心启动压力梯度数据,得到启动压力梯度的表达式为:

$$G = 0.056 \left(\frac{K}{\mu} \right)^{-0.896} \quad (2)$$

若地层存在压裂,先利用图7查得压裂后储层平均渗透率增大倍数,确定压裂后储层平均渗透率。

油相、水相和气相的拟有效渗透率表达式为:

$$\begin{cases} K_o = K \times K_{ro} \times \left(1 - \frac{G_o}{\frac{\Delta p}{L}} \right) \\ K_w = K \times K_{rw} \times \left(1 - \frac{G_w}{\frac{\Delta p}{L}} \right) \\ K_g = K \times K_{rg} \times \left(1 - \frac{G_g}{\frac{\Delta p}{L}} \right) \end{cases} \quad (3)$$

将(3)式代入(1)式可得:

$$Q_i = A \left(\frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w} + \frac{K_g}{\mu_g} \right) \frac{\Delta p}{L} \quad (4)$$

定义综合有效流量为油、气、水三相有效流量之和,其表达式为:

$$\Omega = \frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w} + \frac{K_g}{\mu_g} \quad (5)$$

由(5)式可以看出,综合有效流量中包含了油、水、气三相的有效渗透率,油、水、气三相的黏度,其中油、水、气三相的有效渗透率受绝对渗透率、小层平均剩余油饱和度、启动压力梯度、注采压差、注采井距等的影响。

各小层综合有效流量的计算步骤包括:①确定小层的平均剩余油饱和度、含水饱和度和含气饱和度。②若地层存在压裂,利用图7查得压裂后储层

平均渗透率增大倍数,确定压裂后的储层平均渗透率。③根据油、水和气三相饱和度通过相对渗透率曲线可分别得到其相对渗透率。④通过(2)式求得各相的启动压力梯度。⑤利用(3)式求得油、水和气三三相的拟有效渗透率。⑥由油、水和气三三相的拟有效渗透率及其黏度求得各小层的综合有效流度。

3 层系组合综合有效流度界限值

建立纵向上有19个小层的模型,储层渗透率由上至下逐渐增加,其渗透率分布如图8。采用图1a所示的五点法井网,注采井距为200 m,原油黏度为2 mPa·s,各小层厚度为3 m,定注采压差生产。

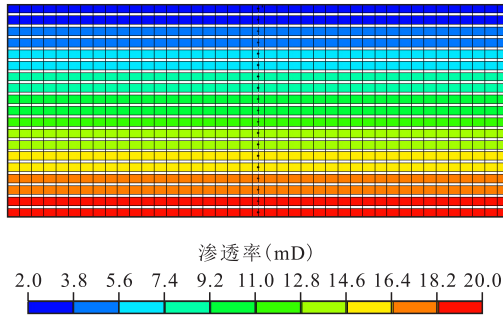


图8 模型小层渗透率纵向分布

Fig.8 Vertical distribution of sublayer permeability in model

因油、水和气三相有效渗透率与注采压差有关,因此需要确定不同注采压差下的综合有效流度界限值。利用设计模型,在不同注采压差条件下,先进行合注合采,当生产气油比达1 500 m³/m³时,将2—19层分别与第1层组合成一套层系进行生产,其余层停止生产,将新层系生产至生产气油比为2 000 m³/m³时,对比不同层间综合有效流度级差下新层系总体采出程度的差异,从而确定层系组合的政策界限。当注采压差为25 MPa时,随着层间综合有效流度级差的增大,新层系的采出程度先保持在较高水平,当层间综合有效流度级差超过3.74后,采出程度迅速减小,层间差异加剧,开发效果变差,因此确定层间综合有效流度级差为3.74时,是注采压差为25 MPa、生产气油比为1 500 m³/m³下的层系组合界限值(图9)。

同理可以得到在不同注采压差下层间综合有效流度级差界限(图10),注采压差与界限值呈较好的二次多项式关系。随着注采压差的增大,层间综合有效流度级差界限值逐渐减小。

层间综合有效流度级差界限是针对所建立的多层低渗透模型在合注合采到生产气油比为1 500 m³/m³时的条件下得到的,该政策界限对低渗

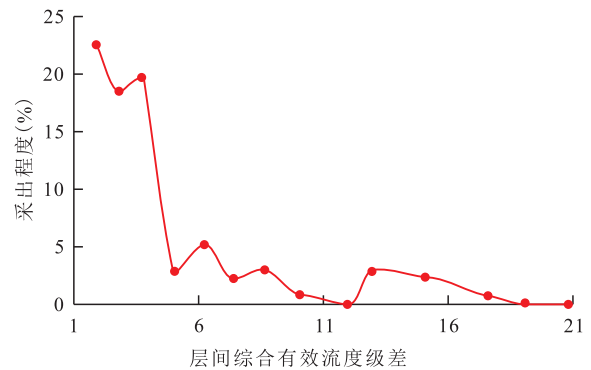


图9 注采压差为25 MPa时不同层间综合有效流度级差下的采出程度变化

Fig.9 Trends in recovery with comprehensive effective fluidity ratio when injection-production pressure difference is 25 MPa

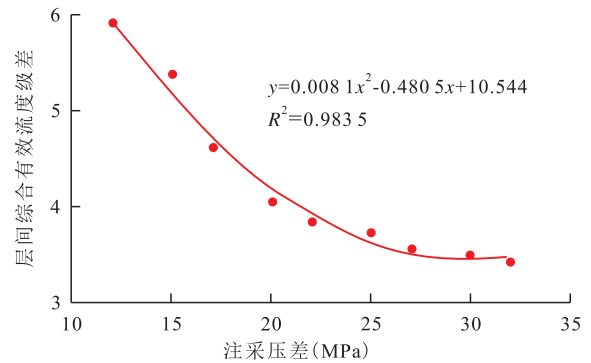


图10 不同注采压差下层间综合有效流度级差界限图版

Fig.10 Limits of comprehensive effective fluidity under different injection-production pressure differences

透油藏CO₂驱开发具有一定的指导意义。

4 应用实例

综合有效流度中考虑了小层渗透率、地层原油黏度、剩余油饱和度等的影响,因此可直接根据各小层的综合有效流度进行层系组合。在根据(2)—(5)式得到每个小层的综合有效流度的基础上,提出利用K-means聚类方法进行层系组合优化。假设有n个样本(x₁, x₂, ..., x_n),将样本分为q类(C₁, C₂, ..., C_q)。假设第i类样本数目为N_i,则

$$n = \sum_{i=1}^q N_i \quad (6)$$

各类的均值为m₁, m₂, ..., m_q, 则

$$m_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} x_j \quad i = 1, 2, \dots, q \quad (7)$$

K-means聚类方法是基于误差平方和最小的原则进行分类,其目标函数定义为:

$$\min J = \sum_{i=1}^q \sum_{j=1}^{N_i} \|x_j - m_i\|^2 \quad (8)$$

高89区块位于山东省高青县境内,正理庄油田

北部,主要含油层系为沙四段,油藏埋深为2 700~3 200 m,地层压力为24~40 MPa,平均单层厚度约为1.0 m,平均渗透率为4.9 mD,平均孔隙度为0.138,属于低孔特低渗透储层。选取其中9个小层的部分区域作为研究对象,物性参数和生产一段时间后的流体参数及计算的综合有效流度见表3。

表3 高89区块小层参数
Table3 Sublayer parameters of Block Gao89

层号	平均渗透率(mD)	平均有效厚度(m)	平均孔隙度	剩余油饱和度	采出程度(%)	综合有效流度(mD/(mPa·s))
1-2	5.22	1.40	0.145	0.316	23.075	10.460
1-3	5.33	1.40	0.144	0.332	22.494	9.421
2-1	3.85	1.40	0.139	0.364	24.337	7.115
2-2	5.37	1.03	0.146	0.282	27.340	12.351
2-3	4.57	1.03	0.147	0.316	39.569	12.355
2-4	4.28	1.03	0.144	0.320	37.588	11.622
3-1	2.67	0.87	0.135	0.508	12.549	2.073
3-2	2.11	0.87	0.137	0.454	13.359	3.368
3-3	3.52	0.87	0.138	0.333	17.796	7.008

采用K-means算法对高89区块沙四段所选层系进行组合,并采用油藏数值模拟技术对不同层系组合结果进行预测分析。设置生产压差为30 MPa,生产油气比达到1 500 m³/m³时的采出程度(表4)可以看出,未进行层系组合时的综合有效流度级差为5.96,大于注采压差为30 MPa时对应的界限3.5,而进行层系组合后的2种方案综合有效流度级差均小于3.5。从采出程度数据可以看出,进行层系组合后开发效果得到明显改善,与未层系组合的方案相比,组合为2套的采出程度增加2.12%,组合为3套的采出程度增加2.25%,所以划分为2套或3套层系能够取得较好的开发效果。

表4 层系组合方案效果统计
Table4 Effects of layer combination schemes

方案	层位	综合有效流度级差	采出程度(%)
1套	全部	5.96	40.69
2套	1-2,1-3,2-2,2-3,2-4	1.31	42.81
	2-1,3-1,3-2,3-3	3.43	
3套	1-2,1-3,2-2,2-3,2-4	1.31	42.94
	2-1,3-3	1.02	
	3-1,3-2	1.62	

5 结论

分析滩坝砂油藏CO₂驱层系组合的影响因素,利用正交试验方法确定各因素的影响程度从大至小依次为:地层原油黏度、剩余油饱和度、储层渗透率、油层厚度。将压裂对储层的影响转化为储层平

均渗透率的改变,建立了不同储层原始渗透率、不同压裂规模下改造层平均渗透率的计算图版,储层原始渗透率越小,压裂的作用越明显。提出了综合考虑地层原油黏度、储层渗透率、剩余油饱和度、注采压差和启动压力梯度的综合有效流度作为滩坝砂油藏CO₂驱层系组合的表征指标。利用层间综合有效流度级差与采出程度的关系,建立了不同注采压差下层间综合有效流度级差界限值。采用K-means聚类方法可较方便地进行层系组合自动划分。研究成果在高89区块的应用中取得较好的效果,将层系划分为2套时采出程度增加2.12%,划分为3套时采出程度增加2.25%。

符号解释

- A ——渗流截面积, m²;
- C_1 ——第1个聚类中心;
- C_q ——第 q 个聚类中心;
- G ——启动压力梯度, MPa/m;
- G_g ——气相启动压力梯度, MPa/m;
- G_o ——油相启动压力梯度, MPa/m;
- G_w ——水相启动压力梯度, MPa/m;
- i ——样本类型;
- J ——误差平方和;
- K ——储层平均有效渗透率, mD;
- K_g ——气相拟有效渗透率, mD;
- K_o ——油相拟有效渗透率, mD;
- K_{rg} ——气相相对渗透率;
- K_{ro} ——油相相对渗透率;
- K_{rw} ——水相相对渗透率;
- K_w ——水相拟有效渗透率, mD;
- L ——注采井距, m;
- m_i ——第 i 类样本的平均值;
- n ——样本数;
- N_i ——第 i 类样本数;
- Δp ——注采压差, MPa;
- q ——样本总类数;
- Q_t ——总液量, m³/s;
- x_i ——第 i 个样本的值;
- x_n ——第 n 个样本的值;
- x_j ——第 j 个样本的值;
- μ ——流体黏度, mPa·s;
- μ_g ——气相黏度, mPa·s;
- μ_o ——油相黏度, mPa·s;
- μ_w ——水相黏度, mPa·s;
- Ω ——综合有效流度, mD/(mPa·s)。

参考文献

- [1] 崔传智,李荣涛,黄迎松,等.基于枚举法的断块油藏层系重组

- 优化设计[J].断块油气田,2017,24(5):670-673.
- CUI Chuazhi, LI Rongtao, HUANG Yingsong, et al. Optimization design of strata series recombination for fault-block reservoirs based on enumeration method[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2017, 24(5): 670-673.
- [2] 王鹏. 特高含水期多层油藏措施协同优化方法研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017.
- WANG Peng. The optimization research of measure coordinate for multi-layer reservoirs at ultra-high water cut stage[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2017.
- [3] 刘亚平, 陈月明, 袁士宝, 等. 胜坨油田坨21断块沙二段8砂层组细分韵律层井网重组模式研究[J]. 石油天然气学报, 2007, 29(5): 116-120.
- LIU Yaping, CHEN Yueming, YUAN Shibao, et al. Well pattern reconstruction of refined cyclothem in 8th member of Es₃ in fault block Tuo21[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2007, 29(5): 116-120.
- [4] 沈安琪, 高琳琳, 刘义坤, 等. 灰色关联与聚类分析方法在油层层系优化重组中的应用[J]. 数学的实践与认识, 2019, 49(9): 130-137.
- SHEN Anqi, GAO Linlin, LIU Yikun, et al. Application of grey relational analysis and clustering method in layer optimal recombination in oilfield[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2019, 49(9): 130-137.
- [5] 耿站立, 姜汉桥, 孙梦茹, 等. 特高含水油藏复杂韵律层重组模式研究[J]. 石油天然气学报, 2006, 28(6): 102-106.
- GENG Zhanli, JIANG Hanqiao, SUN Mengru, et al. Mode of rhythmic reconstruction in the reservoirs with extra high water cut[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(6): 102-106.
- [6] 李广超, 刘大猛, 李广智, 等. 水驱砂岩油田特高含水期井网重新优化组合实践与认识——以双河油田为例[J]. 石油天然气学报, 2006, 28(3): 337-339.
- LI Guangchao, LIU Dameng, LI Guangzhi, et al. Implementation and understanding of optimized combination of well patterns at the super-high water-cut stage in waterflooded sandstone reservoirs—by taking Shuanghe Oilfield for example[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(3): 337-339.
- [7] 鲍敬伟, 宋新民, 叶继根, 等. 高含水率油田开发层系的重组[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(3): 291-294.
- BAO Jingwei, SONG Xinmin, YE Jigen, et al. Recombination of layer series of development in high water-cut oil field[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(3): 291-294.
- [8] 李巧云, 张吉群, 邓宝荣, 等. 高含水油田层系重组方案的灰色决策优选法[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(4): 463-468.
- LI Qiaoyun, ZHANG Jiqun, DENG Baorong, et al. Grey decision-making theory in the optimization of strata series recombination programs of high water-cut oilfields[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(4): 463-468.
- [9] 张世明, 刘志宏, 万海艳, 等. 整装油田高含水后期井网重组技术政策界限研究[J]. 特种油气藏, 2005, 12(2): 57-59, 62.
- ZHANG Shiming, LIU Zhihong, WAN Haiyan, et al. Technical limits for pattern rearrangement in late period of high water-cut in uncompartimentalized oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2005, 12(2): 57-59, 62.
- [10] 段强国. SN开发区特高含水期层系井网调整技术界限研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2013.
- DUAN Qiangguo. Research on the parameters technique of layer-recombination and well pattern-adjustment for the reservoirs with ultra-high water cut stage in SN Development Zone[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2013.
- [11] 陈民锋, 姜汉桥, 曾玉祥. 严重非均质油藏开发层系重组渗透率级差界限研究[J]. 中国海上油气, 2007, 19(5): 319-322, 326.
- CHEN Minfeng, JIANG Hanqiao, ZENG Yuxiang. A study on max/min permeability ratio boundary for reasonable developed-layer recombination in extremely heterogeneous reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, 19(5): 319-322, 326.
- [12] JOHNSTON J W. A review of the Willard (San Andres) unit CO₂ injection project[C]. Midland: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 1977.
- [13] HOLM I W. Carbon dioxide solvent flooding for increased oil recovery[J]. Petroleum Transactions, 1959, 216: 225-231.
- [14] HOLM I W, BRIEN I J. Carbon dioxide test at the Mead-Strawn field[J]. Journal of Petroleum Technology, 1971, 23(4): 431-442.
- [15] CAMERON J T. Sacroc carbon dioxide injection: A progress report[C]. California: the Annual Meeting, Division of Production, 1976.
- [16] WILSON A. CO₂ enhanced-oil-recovery project injects new life into Madison Reservoir in Wyoming[R]. Journal of Petroleum Technology, 2012, 64(7): 112-115.
- [17] SHAW J, BACHU S. Screening evaluation and ranking of oil reservoirs suitable for CO₂-flooding EOR and carbon dioxide sequestration[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, 41(9): 51-61.
- [18] 陈洪才. 苏北金湖凹陷C6断块细分层开发调整[J]. 河南石油, 2006, 20(4): 28-30.
- CHEN Hongcai. Development modification on the subdivision of reservoir in C6 block[J]. Henan Petroleum, 2006, 20(4): 28-30.
- [19] 鲜波, 熊钰, 石国新, 等. 薄层油藏合采层间干扰分析及技术对策研究[J]. 特种油气田, 2007, 14(3): 51-54.
- XIAN Bo, XIONG Yu, SHI Guoxin, et al. Interlayer interference analysis of commingled production in thin reservoirs and its technical countermeasures[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2007, 14(3): 51-54.
- [20] 于红军. 纯化薄互层低渗透油田开发层系的划分与组合[J]. 复杂油气藏, 2010, 3(1): 58-61.
- YU Hongjun. The division and combination of series of development strata in Chunhua low-permeability Oilfield with thin interbeds[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2010, 3(1): 58-61.
- [21] 熊伟, 高树生, 高慧君, 等. 层间非均质油藏物理模拟结果在流动单元划分中的应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2005, 24(2): 34-36.
- XIONG Wei, GAO Shusheng, GAO Huijun, et al. Physical modeling studies on development performance of interlayer heterogeneous reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2005, 24(2): 34-36.