

文章编号:1009-9603(2021)04-0107-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.04.013

砾岩油藏化学驱微观孔隙剩余油分级动用机理

——以克拉玛依油田砾岩油藏K7区块为例

谭 龙¹, 聂振荣¹, 熊志国², 王晓光¹, 程宏杰¹, 陈丽华¹, 朱桂芳¹

(1. 中国石油新疆油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000;

2. 中国石油新疆油田分公司 风城作业区, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要:砾岩油藏的储层非均质性强、孔隙结构复杂,微观渗流体系呈现稀网状-非网状特征。化学驱常规注入开采极易造成化学剂沿高渗透层突进,中、低渗透层难以动用,波及体积有限,驱油效率低。通过对克拉玛依油田砾岩油藏K7区块探索研究,提出了梯次注入、分级动用的采油方法,采收率大幅度提高。该方法结合油层渗流理论和岩心分析,首先建立受储层非均质性影响的井间压力梯度递减率的计算模型;其次确定化学剂介质渗流阻力的主要影响因素,建立基于储层微观孔隙结构参数、聚合物溶液质量浓度及聚合物相对分子质量的渗流阻力计算公式。在此基础上,依据驱替压力梯度大于渗流阻力时驱油介质才能在油层中流动的理论,在注采井距和注入速度一定的前提下,高阻力的化学剂体系只能进入大孔喉渗透层;随着体系不断推进,驱替压力梯度快速下降,化学剂体系会滞留堵塞大喉道渗透层,此时可梯次降低体系质量浓度,减小阻力系数,使化学剂体系依次进入不同孔喉级别的渗透层,对不同微观孔隙空间的剩余油分级动用。该理论在K7区块的矿场试验中取得了良好的应用效果,油藏化学驱阶段采出程度达15.9%。

关键词:砾岩油藏;化学驱;渗流阻力;压力梯度;分级动用;剩余油挖潜

中图分类号:TE357.46

文献标识码:A

Study on graded production mechanism of remaining oil in micro-pores of chemical flooding in conglomerate reservoirs: A case of conglomerate reservoir in Block K7, Karamay Oilfield, Xinjiang

TAN Long¹, NIE Zhenrong¹, XIONG Zhiguo², WANG Xiaoguang¹, CHENG Hongjie¹, CHEN Lihua¹, ZHU Guifang¹

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 2. Fengcheng Operation Area, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: Conglomerate reservoirs are strongly heterogenous and complex in pore structures, and the microscopic percolation system presents sparse network-non-network characteristics. Conventional chemical flooding can easily cause chemical agents to protrude along high-permeability layers and the medium- and low-permeability layers are difficult to exploit, leading to limited swept volume and low oil displacement efficiency. Through the explorative research in a conglomerate reservoir in Block K7, Karamay Oilfield, Xinjiang, an oil recovery method of "cascaded injection and graded production" is proposed, dramatically enhancing oil recovery. This method combines the reservoir percolation theory and core analysis. Firstly, a calculation model of the decline rate of inter-well pressure gradients is constructed, which is affected by reservoir heterogeneity. Secondly, the major influencing factors of the percolation resistance to the chemical agent medium are determined, and a calculation formula of percolation resistance is created on the basis of the microscopic pore structure parameters of the reservoir, the mass concentration of polymer solution, and the polymer molecular weight. According to the theory

收稿日期:2021-03-11。

作者简介:谭龙(1988—),男,山西代县人,工程师,硕士,从事油气田开发方面的工作。E-mail:291881465@163.com。

基金项目:中国石油科技重大专项“新疆油田已开发水驱油藏二三结合提高采收率技术研究与应用”(2017E-04-06),国家科技重大专项“化学驱提高采收率技术”(2016ZX05010-004)。

that oil displacement media can flow in reservoir only when the displacement pressure gradient is greater than percolation resistance, the high-resistance chemical agent system can only enter the large pore-throat permeable layer at a constant injection rate and a fixed injection-production well spacing. As the system continues to advance, the displacement pressure gradient plummets and the chemical agent system can stay and block the large pore-throat permeable layer. At this time, the mass concentration of the system can be reduced in a cascaded manner, and the resistance coefficient can be lowered, so that the system can enter permeable layers at different pore throat levels sequentially, and the remaining oil in different microscopic pore spaces can be produced in grades. This theory has achieved good application effects in the field test of Block K7, the oil recovery enhanced by 15.9% in the chemical flooding stage of the reservoir.

Key words: conglomerate reservoir; chemical flooding; percolation resistance; pressure gradient; graded production; development potential of remaining oil

克拉玛依油田是以砾岩储层为主的大型油气田,化学驱已成为水驱开发后期大幅度提高采收率的重要手段,如何找到更有效的方法动用水驱后剩余油,是化学驱亟待解决的关键问题^[1-2]。目前已开展的聚合物驱和复合驱矿场试验多采用笼统注入方式,虽然矿场试验取得了比水驱采收率提高10%~20%的效果^[3],但该注入方式存在吸入剖面调整发生反转较早的现象,化学剂极易进入高渗透层,导致指进现象更为强烈^[4];同时造成注入量分配不均,高渗透层累积注入量为设计注入量的近2倍,而中、低渗透层累积注入量则远低于设计注入量。因而造成低渗透层动用程度较低,降低了提高采收率的幅度,进而影响开发效益^[5]。

针对上述问题,近年来探索的化学驱注入优化方法主要有3个方面:①多段塞注入。三元复合驱段塞设计中,在化学剂用量相同的条件下,采用较高聚合物溶液质量浓度的三元主段塞和段塞较小的前置聚合物调剖段塞,以及质量浓度较高的后置聚合物溶液保护段塞的方案是相对较经济的^[6]。②聚合物宽相对分子质量注入。采用相对分子质量分布较宽的中相对分子质量聚合物溶液驱油,有利于聚合物分子进入不同尺度的微观孔隙中,提高油藏波及的孔隙体积,使得高、中、低渗透层均能够很好的动用,进而提高洗油效率^[7]。③交替注入。主要指聚合物驱过程中不同相对分子质量、不同质量浓度聚合物溶液段塞的交替注入,以及三元复合驱过程中聚合物溶液与三元体系的交替注入,是改善开发效果、聚合物驱提效的有力措施^[8]。另外,室内岩心实验表明,聚合物驱采用单一段塞注入方式,低渗透层始终处于相对高压状态;而采用交替段塞注入方式,则高、低渗透层压力交互占优,局部压力场扰动性增强,有利于提高低渗透层的动用程度。

多段塞注入、聚合物宽相对分子质量注入和交替注入这3种注入方式可以有效地改善油藏层间非均质性、提高采收率。但是砾岩油藏具有与常规砂

岩油藏不同的沉积水动力条件、复模态孔隙结构特征以及平面和剖面上的强非均质性,单一化学剂体系无法保证不同物性储层的有效动用,须探索新的注入方式才能提高波及效率,进而增加产油量^[9-10]。微观驱替机理表明,只有当驱替压力梯度大于渗流阻力时,驱油介质才能在油层中流动,通过计算强非均质性砾岩油藏注采系统的压力梯度以及化学驱储层的渗流阻力,调整注入介质界面张力和体系质量浓度,使化学剂体系依次进入不同尺度微观孔隙中,分别提高大、中、小孔喉内原油的动用程度,从而实现强非均质砾岩油藏水驱后剩余油的逐级梯次动用,提高油藏采收率。

1 注采系统压力梯度分布规律

假设在某区块部署A和B共2口井,其中A井为注水井,B井为采油井,A井与B井之间的距离为 R 。依据经典渗流理论,则在A井与B井的主流线上,距注水井A长度为 r_i 的D点(图1),其驱替压力梯度可以表示为^[11-12]:

$$G_D = \frac{p_e - p_{wf}}{\ln \frac{R - r_i}{r_w}} \times \frac{1}{R - r_i} + \frac{p_{inf} - p_e}{\ln \frac{r_i}{r_w}} \times \frac{1}{r_i} \quad (1)$$

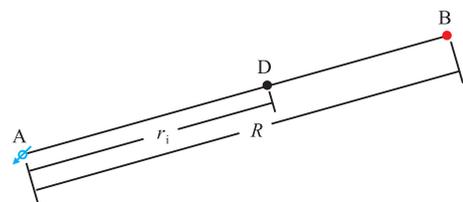


图1 化学驱注采系统驱替压力示意

Fig.1 Displacement pressure of injection-production system of chemical flooding

考虑到强非均质性对砾岩油藏化学驱的影响,在注采井间主流线上,驱替压力梯度受平面渗透率级差的控制^[13-14]。室内人造非均质岩心实验结果表明,井间压力梯度随地层渗透率的减小而增加^[15],

其主要原因为渗透率小,则地层孔喉半径小,导致井间压力梯度增加^[16]。利用不同渗透率岩心压力梯度实验数据,建立井间压力梯度递减率与渗透率级差的拟合关系(图2)。

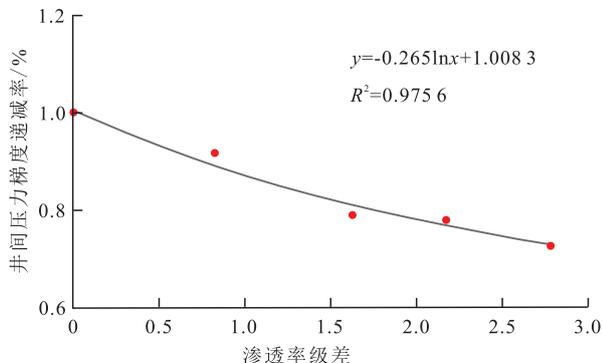


图2 井间压力梯度递减率与渗透率级差的拟合关系

Fig.2 Fitting relationship between decline rate of inter-well pressure gradient and permeability ratio

根据研究区渗透率级差,即可计算出注采井间受储层非均质性影响的压力梯度递减率:

$$D = -0.26\ln K_{\text{min}} + 1.003 \quad (2)$$

则砾岩油藏注采系统井间非均质驱替压力梯度可以表示为:

$$G_D' = G_D D \quad (3)$$

根据克拉玛依油田砾岩油藏K7区块水驱和化学驱阶段压力系统参数,化学驱试验区设计井距为150 m,井筒半径为0.1 m。水驱时地层压力为14 MPa,采油井井底压力为6 MPa,注水井井底压力为18 MPa,注采压差为12 MPa;化学驱时地层压力为14 MPa,采油井井底压力为2 MPa,注水井井底压力为22 MPa,注采压差为20 MPa。根据(1)式,分别计算水驱和化学驱时主流线上任意距离的驱替压力梯度。由图3可以看出,注水井与采油井之间存在着压降漏斗,近井地带压差大,化学剂易进入,而地层深部(注采井距中部)驱替压力梯度最小。K7区块注采井距为150 m条件下,当注采压差为12 MPa

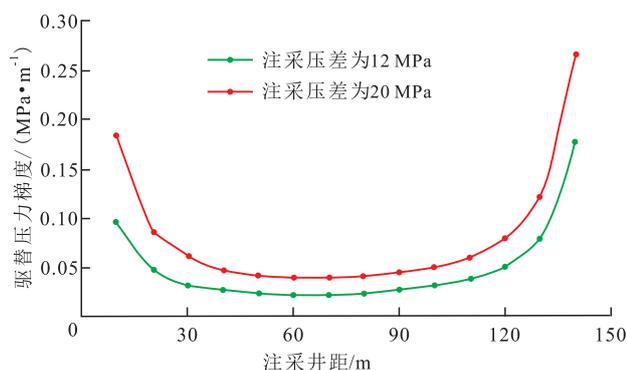


图3 K7区块注采井间驱替压力梯度分布

Fig.3 Distribution of displacement pressure gradients between injection and production wells in Block K7

时,最小驱替压力梯度为0.023 MPa/m;当注采压差为20 MPa时,最小驱替压力梯度为0.04 MPa/m。

2 不同驱替介质渗流阻力

水驱渗流阻力是由界面张力和毛管半径决定的,不同孔喉半径毛管阻力的计算式为:

$$p_c = \frac{2\sigma}{r} \quad (4)$$

选取克拉玛依油田砾岩油藏二元复合驱K7区块岩心样品,通过恒速压汞实验分析获得岩样的孔喉大小和对应的样品数量,其化学驱开发层位微观孔喉尺寸及分布频率见图4。

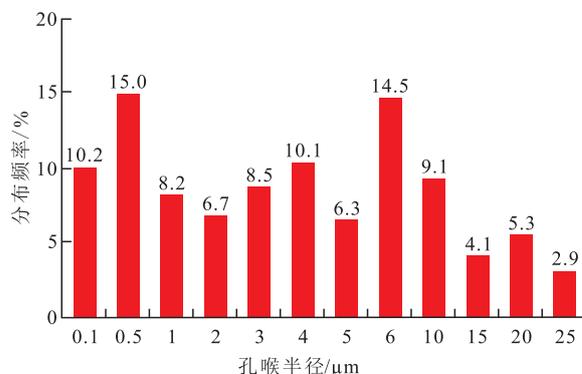


图4 K7区块微观孔喉尺寸分布

Fig.4 Microscopic pore-throat size distribution in Block K7

化学驱渗流阻力不仅要考虑毛管阻力,还要考虑化学剂流经多孔介质时受孔喉尺寸阻塞产生的残余阻力系数,对化学驱渗流阻力影响较大的因素有聚合物溶液质量浓度、聚合物相对分子质量以及多孔介质的渗透率等^[17],化学驱渗流阻力的计算式为:

$$p = p_c \times R_{FF} \quad (5)$$

$$R_{FF} = 1 + (R_{FFeq} - 1) \left(\frac{C_p}{C_{peq}} \right) \exp \left(1 - \frac{C_p}{C_{peq}} \right) \quad (6)$$

$$R_{FFeq} = \frac{1}{\left(1 - 0.0042 \frac{M^{0.6}}{K_w^{0.1}} \right)^4} \quad (7)$$

$$C_{peq} = \frac{1.59 \times 10^4}{M^{0.4}} + 11.67M^{0.6} \quad (8)$$

3 分级动用注入参数确定

驱替压力梯度是由生产压差和注采井距决定的,对于化学驱区块,注采井距一般为确定值,因此只能通过改变生产压差来调整驱替压力梯度,而生

产压差与注入速度、储层物性及驱替介质相关；渗流阻力是由储层孔喉结构特征和驱替介质阻力系数决定的。因此,通过调整注入介质界面张力和体系质量浓度来改变驱替压力梯度和驱替介质的渗流阻力是最有效的方法。当生产压差一定时,高渗流阻力的驱替体系难以进入中、小孔喉渗透层,只能进入大孔喉渗透层,随着驱替体系不断推进,驱替压力梯度快速下降,导致化学剂体系在注采井中部推进缓慢,进而滞留堵塞大孔喉高渗透层,此时适当降低体系质量浓度,减小阻力系数,使驱替体系进入更小一级孔喉的中、低渗透层；同样,当地层深部被堵塞后,可梯次降低体系质量浓度,使驱替体系依次进入不同级别孔喉的渗透层,从而实现对不同尺度微观孔隙剩余油的分级动用和有效驱替。

综上所述,可以根据砾岩油藏微观孔喉分布特征、驱替压力梯度及化学驱渗流阻力来优化驱油介质的注入参数。以克拉玛依油田砾岩油藏K7区块为例,其注采井距为150 m,当注采压差由12 MPa提高至20 MPa时,最小驱替压力梯度由0.031 MPa/m增至0.043 MPa/m。水驱过程中渗透层孔喉半径小于3 μm,渗透率为50 mD时,毛管压力大于0.05 MPa,而驱替压力梯度只有0.031 MPa/m,因此,水驱只能动用孔喉半径大于3 μm、渗透率大于50 mD的渗透层。经过长时间注水开发,高渗透层采出程度较高,剩余油饱和度低,形成水流优势通道,造成注入水无效循环。化学驱通过增加驱油介质的阻力系数和降低界面张力达到封堵高渗透层、动用低渗透层的目的。K7区块化学驱采用梯次注入方式,分为聚合物前置段塞、二元段塞前期、二元段塞中期、二元段塞后期和后续保护段塞5个阶段,从而实现不同渗透层中剩余油的分级动用。砾岩油藏化学驱分级动用驱替机理见图5。

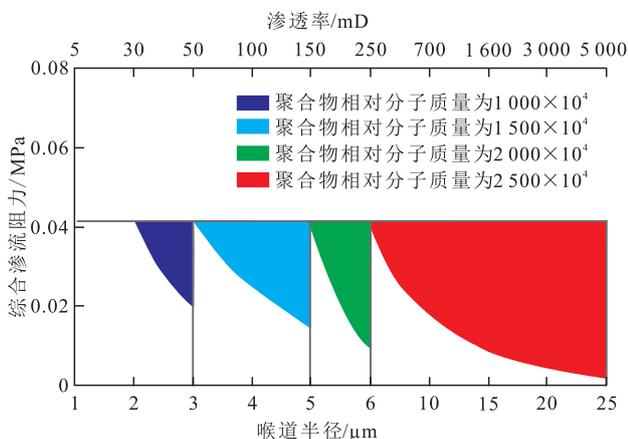


图5 砾岩油藏化学驱分级动用驱替机理

Fig.5 Graded production mechanism of chemical flooding in conglomerate reservoir

聚合物前置段塞 注入聚合物相对分子质量为 $2\ 500\times 10^4$,溶液质量浓度为1 500 mg/L。在孔喉半径为6 μm、渗透率为500 mD渗透层中的渗流阻力为0.18 MPa,而在孔喉半径为25 μm、渗透率为5 000 mD渗透层中的渗流阻力为0.044 MPa。K7区块在注采压差达到20 MPa时,驱替压力梯度在注水井口处为0.185 5 MPa/m,而在距注水井70 m处下降至0.039 MPa/m。因此,聚合物前置段塞可以进入渗透率大于500 mD的渗透层；到达注采井距中部时,渗透率小于5 000 mD渗透层中的剩余油被驱替,且渗透层被有效堵塞。矿场实践表现为注入压力升高,产液量大幅度下降,含水率下降,产油量先增加后下降。当采油速度小于0.5%时,转入下一段塞。

二元段塞前期 注入聚合物和表面活性剂溶液,聚合物相对分子质量为 $2\ 500\times 10^4$,质量浓度为1 500 mg/L,表面活性剂质量浓度为3 000 mg/L,界面张力为 5×10^{-3} mN/m。该体系在加入表面活性剂溶液后降低了渗流阻力,在孔喉半径为5~6 μm、渗透率为100~500 mD渗透层中的渗流阻力由0.60 MPa降低至0.04 MPa,而油藏最小驱替压力梯度保持在0.039 MPa/m。因此,二元段塞前期可进入渗透率大于100 mD的渗透层；到达注采井距中部,渗透率小于500 mD渗透层中的剩余油被驱替,且渗透层被有效堵塞。当采油速度小于0.5%时,转入下一段塞。

二元段塞中期 注入聚合物和表面活性剂溶液,聚合物相对分子质量为 $1\ 500\times 10^4$,质量浓度为1 500 mg/L,表面活性剂质量浓度为3 000 mg/L,界面张力为 5×10^{-3} mN/m。该体系通过降低聚合物的相对分子质量降低了渗流阻力,在孔喉半径为3~5 μm、渗透率为50~100 mD渗透层中的渗流阻力由0.11 MPa降低至0.03 MPa,而油藏最小驱替压力梯度保持在0.039 MPa/m。因此,二元段塞前期可进入渗透率大于50 mD的渗透层；到达注采井距中部,渗透率小于100 mD渗透层中的剩余油被驱替,且渗透层被有效堵塞。当采油速度小于0.5%时,转入下一段塞。

二元段塞后期 注入聚合物和表面活性剂溶液,聚合物相对分子质量为 $1\ 000\times 10^4$,质量浓度为1 000 mg/L,表面活性剂质量浓度为3 000 mg/L,界面张力为 5×10^{-3} mN/m。该体系再次降低聚合物相对分子质量的同时降低聚合物溶液质量浓度,进而降低了渗流阻力。在孔喉半径为2~3 μm、渗透率为30~50 mD渗透层中的渗流阻力由0.08 MPa降低至0.03 MPa,而油藏最小驱替压力梯度保持在0.039 MPa/m。因此,二元段塞后期可以进入渗透率

大于30 mD的渗透层;到达注采井距中部,渗透率小于50 mD渗透层中的剩余油被驱替,且渗透层被有效堵塞。当采油速度小于0.5%时,转入下一段塞。

聚合物保护段塞 注入聚合物相对分子质量为 $1\ 000\times 10^4$,质量浓度为1 000 mg/L,增加渗流阻力,防止后续水驱窜流。

K7区块采用梯次注入方式,于2010年8月开始进行化学驱,截至2019年4月累积注入化学剂 $77.6\times$

10^4 m^3 ,占总设计注入量的79.5%,阶段采出程度达到15.9%。其中,聚合物前置段塞阶段采出程度为2.6%,二元段塞前期阶段采出程度为2.9%,二元段塞中期阶段采出程度为5.6%,二元段塞后期阶段采出程度为4.8%(图6)。由此对于复模态孔隙结构特征的砾岩油藏,采用梯次注入方式,分级动用不同渗透层中的剩余油,是水驱后进一步提高油藏采收率的主要方法之一。

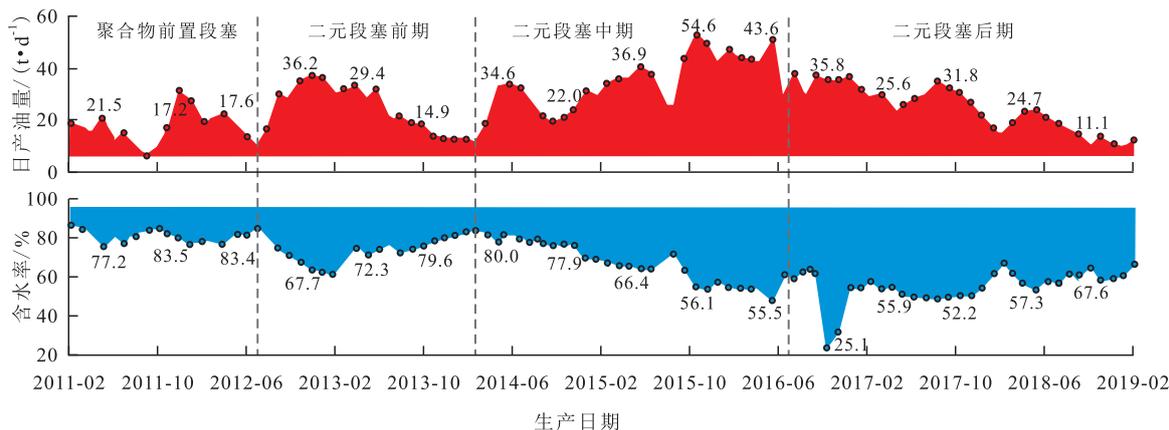


图6 K7区块二元复合驱开采曲线

Fig.6 Production curves of binary compound flooding in Block K7

4 结论

从采油机理上阐述了砾岩油藏水驱开发后期,采用梯次注入、分级动用的大幅度提高采收率的采油方法。通过建立强非均质性储层的井间压力梯度递减率的计算模型,确定化学剂渗流阻力,建立基于储层微观孔隙结构参数的多介质渗流阻力计算公式。当驱替压力梯度大于渗流阻力时,驱油介质才能在油层中流动,从而通过调整注入介质界面张力和体系质量浓度来改变驱替压力梯度和渗流阻力的大小。在注采井距和注入速度一定的前提下,高渗流阻力的体系只能进入大孔喉的渗透层,随着体系不断推进,驱替压力梯度快速下降,化学剂体系会滞留堵塞大孔喉渗透层,此时可梯次降低体系质量浓度,减小阻力系数,使化学剂体系依次进入不同级别的孔喉系统,从而实现不同微观孔隙空间内剩余油的分级动用。

克拉玛依油田砾岩油藏具有复模态的微观孔隙结构特征,孔喉的分布范围比较宽,采用多段塞注入、聚合物宽相对分子质量注入、交替注入3种注入方式可以有效地改善油藏层间非均质性,但针对性不强,提高采收率幅度较低,而采用梯次注入方式,能够分级动用不同渗透层中的剩余油,大幅度

提高采收率。

符号解释

- C_p ——聚合物溶液质量浓度,mg/L;
- C_{peq} ——聚合物溶液饱和和质量浓度,mg/L;
- D ——井间压力梯度递减率,%;
- G_D ——驱替压力梯度,MPa/m;
- G'_D ——井间非均质驱替压力梯度,MPa/m;
- K_{mn} ——井间渗透率级差,f;
- K_w ——渗透率,mD;
- M ——聚合物相对分子质量, 10^4 ;
- p ——渗流阻力,MPa;
- p_c ——毛管阻力,MPa;
- p_e ——油藏地层压力,MPa;
- p_{inf} ——注水井井底压力,MPa;
- p_{wf} ——采油井井底压力,MPa;
- r ——毛管半径, μm ;
- r_i ——距注水井的距离,m;
- r_w ——井筒半径,m;
- R ——注采井距,m;
- R_{FF} ——残余阻力系数,f;
- R_{FFeq} ——达到恒定时的残余阻力系数,f;
- σ ——油水界面张力,mN/m。

参考文献

[1] 李宜强,陈建勋,金楚逸,等.砾岩油藏聚合物驱后二元和三元

- 复合驱的优选[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(2): 63-66.
- LI Yiqiang, CHEN Jianxun, JIN Chuyi, et al. Optimization of SP and ASP flooding after polymer flooding in conglomerate reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(2): 63-66.
- [2] 方艳君, 赵云飞, 孙洪国, 等. 三次采油不同驱替方式技术经济界限及其匹配关系[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 232-238.
- FANG Yanjun, ZHAO Yunfei, SUN Hongguo, et al. Technical-economic limits and their matching relationships for different displacing modes of the tertiary oil recovery [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38(5): 232-238.
- [3] 廖广志, 王强, 王红庄, 等. 化学驱开发现状与前景展望[J]. 石油学报, 2017, 38(2): 196-207.
- LIAO Guangzhi, WANG Qiang, WANG Hongzhuang, et al. Chemical flooding development status and prospect [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(2): 196-207.
- [4] 陈广宇, 田燕春, 赵新, 等. 大庆油田二类油层复合驱注入方式优化[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 459-464.
- CHEN Guangyu, TIAN Yanchun, ZHAO Xin, et al. Optimization of the ASP flooding injection pattern for sub-layers in Daqing oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(3): 459-464.
- [5] 韩培慧, 么世椿, 李治平, 等. 聚合物与碱/表面活性剂交替注入物理模拟实验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(1): 95-97.
- HAN Peihui, MO Shichun, LI Zhiping, et al. Physical simulation experimental study on alternative injection of polymer and alkali/surfactant [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2006, 25(1): 95-97.
- [6] 李宗阳, 谭河清, 李林祥, 等. 聚合物驱后期油藏注采耦合技术提高采收率研究及应用[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(6): 115-121.
- LI Zongyang, TAN Heqing, LI Linxiang, et al. Research and application of injection-production coupling technology for enhancing oil recovery in reservoirs at later stage of polymer flooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(6): 115-121.
- [7] 钱彧. 大庆油田北一二排西部二类油层宽分子量分布聚合物驱油效果研究[J]. 石油地质与工程, 2006, 20(5): 52-54.
- QIAN Yu. Research on II type reservoir wide molecular weight distributed polymeric compound oil driving effect in the west of northern one two line of Daqing oilfield [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2006, 20(5): 52-54.
- [8] 韩培慧. 交替注入聚合物驱渗流场变化规律及驱油效率[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(4): 101-106.
- HAN Peihui. Seepage field change rules and oil displaced effects of the alternating injection polymer flooding [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2014, 33(4): 101-106.
- [9] 徐后伟, 王海明, 刘荣军, 等. 砾岩油藏聚合物驱储层多参数精细评价及应用——以克拉玛依油田七东区克拉玛依组下亚组砾岩油藏为例[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(2): 169-175.
- XU Houwei, WANG Haiming, LIU Rongjun, et al. Fine multiparameter evaluation for polymer flooding in conglomerate reservoirs and its application: a case study from lower Karamay formation in district Qidong-1, Karamay oilfield [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2018, 39(2): 169-175.
- [10] 张舒琴. 聚/表复合驱不同驱替阶段孔隙结构及微观剩余油变化规律[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(5): 98-104.
- ZHANG Shuqin. Change laws of the pore structure and micro-residual oil for the polymer/surfactant composite flooding at different displacement stages [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(5): 98-104.
- [11] 何贤科, 陈程. 低渗透油田建立有效驱替压力系统研究[J]. 特种油气藏, 2006, 13(2): 56-57, 69.
- HE Xianke, CHEN Cheng. Establish effective displacement pressure system in low permeability oilfield [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2006, 13(2): 56-57, 69.
- [12] 王硕亮, 李垚, 霍俊洲. 注采井间压力梯度计算与顶替段塞长度优化[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(4): 101-103.
- WANG Shuoliang, LI Yao, HUO Junzhou. Calculation method of interwell pressure gradient and displacement slug length optimization [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(4): 101-103.
- [13] 刘丽, 孙志刚, 顾辉亮. 低渗透非均质砂岩油藏启动压力梯度研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(3): 66-70.
- LIU Li, SUN Zhigang, GU Huihuang. Study on starting pressure gradient for low permeability heterogeneous sandstone reservoir [J]. *Science Technology and Engineering*, 2015, 15(3): 66-70.
- [14] 孙焕泉, 曹绪龙, 李宗阳, 等. 基于储层孔喉匹配的非均相复合驱技术研究与矿场实践——以胜坨油田一区沙二段1-3砂组聚合物驱后单元为例[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(5): 53-61.
- SUN Huanquan, CAO Xulong, LI Zongyang, et al. Research on heterogeneous combination flooding technology based on matching between system and reservoir pore throat and its field application: A case of post-polymer flooding Es₂1-3 in Shengli area, Shenguo Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(5): 53-61.
- [15] 苏延昌, 于观宇. 井间压力梯度变化规律研究[J]. 科学技术与工程, 2010, 10(23): 5 734-5 737.
- SU Yanchang, YU Guanyu. Research on variation of pressure gradient between wells [J]. *Science Technology and Engineering*, 2010, 10(23): 5 734-5 737.
- [16] 王俊, 许东峰. 降低水平压力梯度误差的方法比较[J]. 海洋学研究, 2009, 27(3): 93-98.
- WANG Jun, XU Dongfeng. Comparison of the methods to reduce the pressure gradient error [J]. *Journal of Marine Sciences*, 2009, 27(3): 93-98.
- [17] 黄斌, 刘欢, 张伟文, 等. 聚合物水溶液流经岩心后残余阻力系数预测数学模型[J]. 当代化工, 2016, 45(8): 1 991-1 993.
- HUANG Bin, LIU Huan, ZHANG Weiwen, et al. Mathematical prediction model of residual resistance coefficient for polymer solution after it flowing through the core [J]. *Contemporary Chemical Industry*, 2016, 45(8): 1 991-1 993.