

引用格式:朱诗杰,施雷庭,张健,等.相渗曲线判断聚合物驱转注聚时机的应用方法[J].油气藏评价与开发,2020,10(2):128-134.

ZHU S J, SHI L T, ZHANG J, et al. Application method of determining polymer injection timing with relative permeability curves[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 128-134.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.02.022

相渗曲线判断聚合物驱转注聚时机的应用方法

朱诗杰¹,施雷庭¹,张健²,李延礼³,王刚³,薛新生²,叶仲斌¹

(1.西南石油大学油气藏地质与开发工程国家重点实验室,四川成都610500;2.中海油研究总院海洋石油高效开发国家重点实验室,北京100027;3.中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津300459)

摘要:早期注聚技术能够进一步提高聚合物驱效果,室内实验和数值模拟进行转注聚时机的判断方法相对复杂且应用受限。以油水相渗机理为基础,应用油藏工程方法建立一种快速确定转注聚时机的应用方法。通过室内实验获得了4个油藏的相渗曲线特征,并应用油藏工程方法分析了不同油藏条件下的含水率变化规律、含水率上升速率、无因次采液(油)指数、油水流度比等特征参数对聚合物驱注入时机的影响。研究结果表明,不同油藏条件下的上述特征参数规律差异明显,聚合物驱转注聚时机应该是根据矿场实际需求排序各特征参数,再进行转注聚时机的确定。以产量为核心的排序指标为例,无因次采油指数>无因次采液指数>含水率上升速率>油水流度比,从而确定出四个油藏(BZ、JZ、QHD、SZ)的转注聚时机含水率分别是>80%、>79.9%、>86%、>34%。结合矿场实际情况,应用油藏工程方法分析相渗曲线可以快速确定转注聚时机。

关键词:油藏工程;相渗曲线;流度比;注聚时机;聚合物驱

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Application method of determining polymer injection timing with relative permeability curves

ZHU Shijie¹, SHI Leiting¹, ZHANG Jian², LI Yanli³, WANG Gang³, XUE Xincheng², YE Zhongbin¹

(1.State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir and Exploitation Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2.State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing 100027, China; 3.Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300459, China)

Abstract: The early polymer injection technology can further improve the polymer flooding effect, and the method to judge the time of polymer transfer by laboratory experiment and numerical simulation is relatively complex and limited in application. Based on the mechanism of oil-water relative permeability, an application method for quickly determining the time of injection and accumulation is established by using reservoir engineering method. The characteristics of the relative permeability curves of four reservoirs are obtained through laboratory experiments, and the influence of the water cut change rule, water cut rise rate, dimensionless production fluid (oil) index, oil-water mobility ratio and other characteristic parameters on the injection timing of polymer flooding under different reservoir conditions is analyzed by the reservoir engineering method. The results show that the above characteristic parameters are obviously different under different reservoir conditions. The injection time of polymer flooding should be determined by sorting the characteristic parameters according to the actual demand. Taking production as an example, the dimensionless production index, dimensionless production index, water cut rising rate and oil-water flow rate ratio determine that the water cut of the injection time for four reservoirs (BZ, JZ, QHD and SZ) is above 80%, 79.9%, 86% and 34%, respectively. According to the actual situation of the field, the time of polymer injection time can be determined quickly by analyzing the relative permeability curve with reservoir engineering method.

Key words: reservoir engineering, relative permeability curve, mobility ratio, injection time, polymer flooding

收稿日期:2019-09-17。

第一作者简介:朱诗杰(1989—),男,在读博士研究生,从事提高采收率理论与技术研究。通讯地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮编:610500。E-mail:289045557@qq.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项项目25课题3“海上油田化学驱油技术”(2016ZX05025-003)。

“海上油田高效开发新模式”成功的矿场应用说明了聚合物驱早期注聚理论的正确性^[1-4],但是转注时机的选择依然存在着一定的差异性^[5]。主要是由于研究方法和目标油藏特征的差异造成。研究多是采用聚合物驱油实验和油藏数值模拟针对某个特定油藏条件所开展的不同聚合物注入时机的研究^[6-8]。近年来,也有学者从油聚和油水相渗机理入手,结合油藏工程方法研究了渤海绥中36-1油田的聚合物驱转注聚时机,认为其最佳转注聚时机的含水率应该是在聚驱和水驱无因次采油指数之差的最大值与含水率上升速率的最大值之间,其研究结果也得到了驱油实验和油藏数值模拟的印证^[9-11]。应用该方法在分析其他油藏条件时,含水率上升速率的最大值与聚驱/水驱的无因次采油指数最大差值之间没有必然的关系,完全受相渗曲线的数据影响。因此,基于相渗数据和油藏工程分析,该方法在判断注聚时机不能进行统一的应用判定,要根据实际情况作出进一步的分析。

对不同油藏的油/水相渗曲线进行油藏工程方法分析,对比各参数条件对聚合物驱转注聚时机的影响,构建出一套可以合理判断聚合物驱转注聚时机的方法,为聚合物驱早期注聚的发展应用提供帮助。

1 实验部分

1.1 实验条件

选择了BZ、SZ、JZ、QHD四个油藏条件进行相渗曲线特征分析^[12-15]。其中,BZ油藏是高孔中高渗的稀油油藏,SZ是高中高渗的稠油油藏,JZ是高孔高渗的稀油油藏,QHD是特高渗的稠油油藏。相关的相渗实验条件如下:

- 1) 实验岩心:选取了BZ、SZ、JZ、QHD四个油藏的天然岩心,其基本数据见表1。
- 2) 实验温度:BZ油藏的温度是60℃,JZ油藏的温度是50℃,QHD油藏的温度是40℃,SZ油藏的温度是65℃。

表1 不同油藏的岩心基础数据

Table 1 Core basic data of different reservoirs

油藏	岩性	尺寸/mm	孔隙度/%	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
BZ	砂岩	$\phi 2.48 \times 5.08$	35.40	961.50
JZ	油浸砂岩	$\phi 2.42 \times 5.13$	30.81	1 024.00
QHD	砂岩	$\phi 2.53 \times 4.92$	38.20	8 384.20
SZ	砂岩	$\phi 2.51 \times 5.67$	33.30	1 891.23

温度是50℃,QHD油藏的温度是40℃,SZ油藏的温度是65℃。

3) 实验用水:各油藏的水质组成如表2所示。在油藏温度条件下注入水黏度分别为0.49 mPa·s、0.60 mPa·s、0.62 mPa·s、0.49 mPa·s。

4) 实验用原油:取原油与柴油稀释混合配制目标油藏的原油黏度,分别为6.04 mPa·s、12.17 mPa·s、78.00 mPa·s、122.80 mPa·s。

5) 实验设备:ISCO 260D Syringe Pump微量泵,CS1013型电热鼓风恒温干燥箱,Sartorius精密天平,IKA-RW20型电动搅拌器,容量为3 000 mL的活塞中间容器,Senex压力传感器,手摇加压泵,Brookfield DV-III布氏黏度计,尺寸为 $\phi 25 \text{ mm} \times 100 \text{ mm}$ 的岩心夹持器。

1.2 实验方法

非稳态法测定相渗曲线的实验步骤如下^[16]:①将岩心置入岩心夹持器后,加围压至7 MPa左右,并在目标油藏温度条件下恒温老化3 d,测定岩心的水相渗透率;②用油驱水法建立束缚水饱和度:先用0.1 mL/min进行油驱水,再逐渐增加驱替速度至0.2 mL/min、0.5 mL/min和1 mL/min直至岩心两端压差平稳,建立束缚水饱和度并记录饱和和压力,计算束缚水状态下的油相有效渗透率;③水驱油:以1 mL/min的恒定流速进行水驱油实验,在岩样出口端准确记录见水前的无水期采油量、见水时间、见水时的累计产油量、累计产液量和岩样两端的压力差随时间的

表2 不同油藏的注入水水质组成

Table 2 Water quality composition of injection water in different reservoirs

油藏	(Na ⁺ , K ⁺)	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	矿化度
BZ	2 484	738	10	41	1 801	783	531	6 388
JZ	701	15	3	216	1 049	14	235	2 233
QHD	2 531	89	61	103	1 463	17	1 335	5 599
SZ	3 091	276	158	14	311	85	5 436	9 371

变化关系,待出口端含水饱和度达到99%以上且压差稳定时结束实验;④用改进的“J·B·N”数据处理方法,即等油水静置一段时间后进行计量,能较大程度提高计量精度,使得测定曲线更加接近于真实情况。相渗实验流程图见图1。

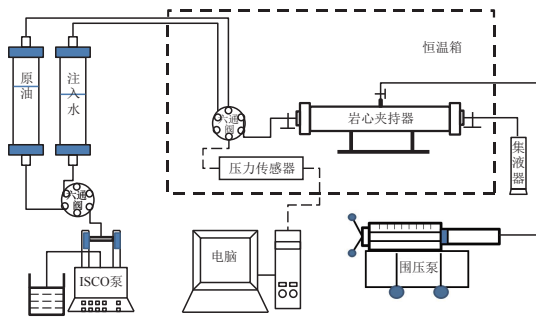


图1 相渗实验流程

Fig. 1 Flow of infiltration experiment

数据处理方法:应用油藏工程方法进行相渗曲线的分析,主要包括含水率及上升速率、无因次采液(油)指数变化特征、流度比等方面的计算分析^[17-19]。

2 结果与分析

2.1 不同油藏的相渗曲线特征

四个油藏的相渗曲线特征见图2。

从图2中可以看出,油藏的物性差异导致油水相渗曲线差异较大,通过对相渗数据的5个特征参数分析,结果见表3。

通过图2和表3可知油藏的油水相渗曲线特征各异,其代表着不同的水驱渗流特征。基于油藏工

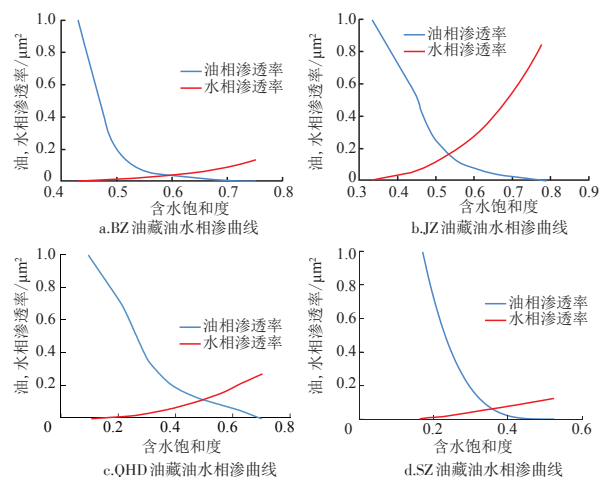


图2 四个油藏条件下的相渗曲线特征

Fig. 2 Characteristics of relative permeability curves for four reservoirs

表3 四个油藏相渗曲线的特征参数
Table 3 Characteristic parameters of relative permeability curves for four reservoirs

油藏名称	束缚水饱和度/%	残余油饱和度/%	等渗点饱和度/%	等渗点相渗透率/ μm^2	残余油饱和度的水相渗透率/ μm^2
BZ	43.10	25.00	59.50	0.032	0.133
JZ	33.29	25.25	55.00	0.160	0.844
QHD	9.90	29.80	49.00	0.118	0.274
SZ	16.70	47.50	36.40	0.057	0.117

程方法进一步对比分析可知:①BZ和JZ具有较高的束缚水饱和度,其数值大于残余油饱和度,表现出亲水岩性,意味着水驱效率较低,而QHD和SZ则呈现出亲油岩性,但是SZ的残余油饱和度达47.5%,水驱的可采储量相对较少,对比计算可得水驱采收率效果最佳的是QHD;②从等渗点饱和度分析,也呈现出了BZ和JZ的亲水特征,QHD和SZ的亲油特征;③等渗点的相渗透率越高,说明两相渗流能力越强,其中,BZ和SZ等渗点的相渗透率值明显偏小,JZ表现出的两相渗流能力最强;④对比残余油饱和度下的水相渗透率,JZ油藏残余油饱和度下的水相渗透率达到0.844,其在高含水条件下的水相渗流能力较强,驱油效果变差。

2.2 不同相渗参数对注聚时机的影响

2.2.1 含水率及其上升速率的影响

通过相渗曲线数据计算的含水率关于采出程度的变化特征见图3a,含水率上升速率关于含水饱和度的变化特征见图3b。

图3a中,4个油藏表现出了不同的含水率变化规律,原油黏度较高的SZ和QHD油藏的含水率上升较快,表现出明显的“凸型”水驱曲线特征,与之对应的就是低黏度油藏的BZ和JZ,表现出“凹型”水驱曲线特征。含水率上升越快,说明越需要聚合物的流度控制作用,聚合物的转注时机越提前。

图3b对比了含水率上升速率,含水率上升速率通常被应用于描述水驱前缘中,表征水驱过程的含水率上升速度的快慢,上升速率越大,含水率变化越快。施雷庭^[20]认为驱油过程中含水上升速率越大,越不利于聚合物驱的流度控制,聚合物驱应该在含水率上升速率达到最大值之前。其中,SZ的含水率上升速率最大值最高,说明其流度比变化较大,流度控制的需求最为迫切。

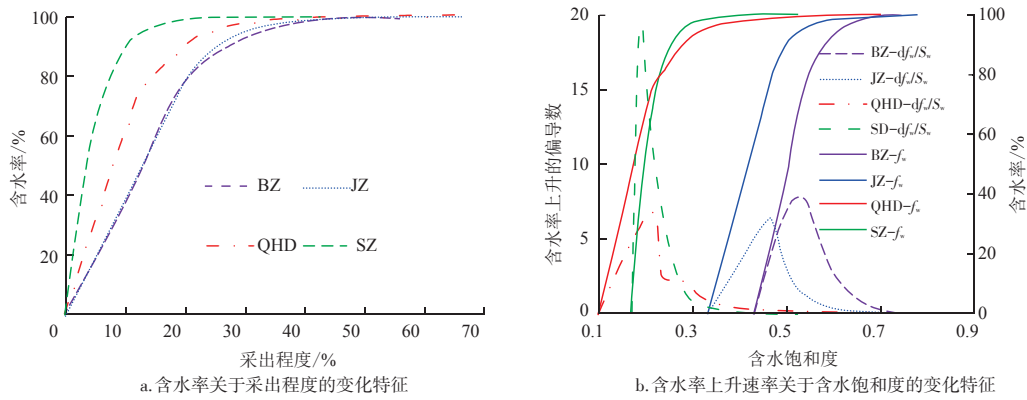


图3 含水率变化特征

Fig. 3 Characteristics of water cut variation

以此转注时机应该是在含水率上升速率最大值之前为依据判断,BZ、JZ、QHD、SZ四个油藏转注时机对应的含水率分别是 <75 %、<78 %、<74 %、<34 %。

2.2.2 无因次采液(油)指数的变化特征

无因次采液指数的变化特征结果见图4。

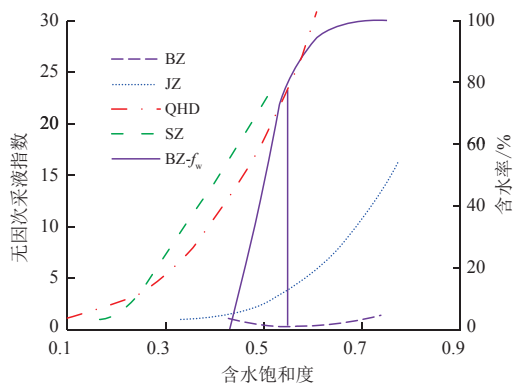


图4 无因次采液指数变化特征

Fig. 4 Characteristics of dimensionless fluid extraction index variation

图4中JZ、QHD、SZ三条曲线均是随着含水饱和度的增加,表现出上升的趋势。说明目标油藏在水驱开发过程中,随着开发的进行,油藏的产液能力呈现上升趋势。其中JZ的产液指数在初期的变化不明显,分析认为聚合物驱应该在其产液能力明显增加的时候开展,以避免聚合物驱的产液量下降,即含水率67%以后开展聚合物驱。而BZ出现了先下降再上升的趋势,整体表现出较低的产液能力,这意味着BZ油藏在注水开发过程中的产液能力存在问题,聚合物驱的开展会对产液能力产生更加明显的影响。那么,如果开展聚合物驱技术,就应该避开产液低谷值,也就是说对于BZ油藏而言,在含水率80%开展聚合物驱。

无因次采油指数的变化特征如图5所示。

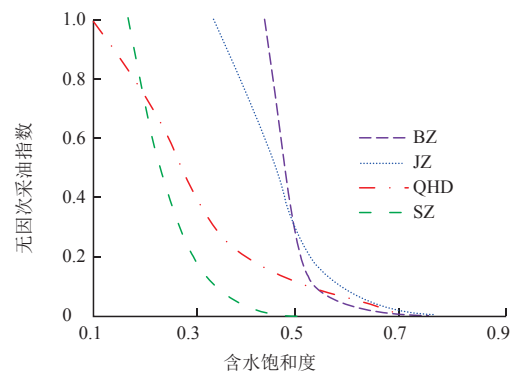


图5 无因次采油指数变化特征

Fig. 5 Variation characteristics of dimensionless oil recovery index

图5中的4条无因次采油指数曲线均表现出随着含水饱和度的增加而快速下降。虽然表现出一致的下降曲线趋势,但是各曲线间存在明显的差异,而且难以进行相互之间的对比。含水率上升速率的偏导函数分析方法见式(1),求无因次采油指数关于含水饱和度的偏导函数(取绝对值分析,在这里由于是负值,那么就需要反向讨论)。

$$J'_{od} = \left| \frac{dS_{od}}{dS_w} \right| \tag{1}$$

式中: J'_{od} 为无因次采油指数关于含水饱和度的偏导函数; dS_{od} 为无因次采油指数的偏微分; dS_w 为含水饱和度的偏微分。

无因次采油指数偏导函数的绝对值表示的意义,可以定义为无因次采油指数随着含水饱和度变化的变化速率大小,越靠近0,说明变化速率越小。计算分析结果如图6所示。

从图6中可以看出,对无因次采油指数曲线进行求偏导后出现不同的变化特征。从曲线特征上的直观分析是QHD和JZ两条曲线是先上升后下降的变

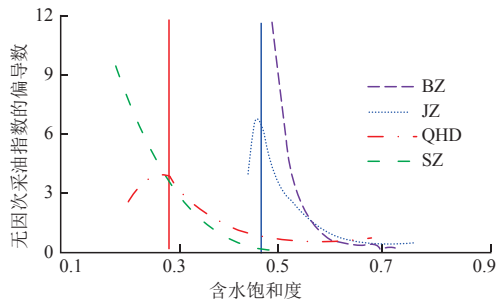


图6 无因次采油指数关于含水饱和度的偏导数

Fig. 6 Partial derivative of dimensionless oil recovery index with respect to water saturation

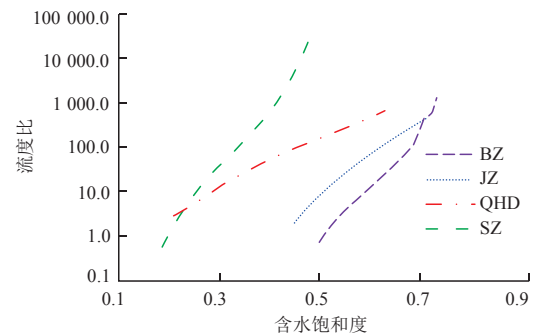
化规律,呈现出单峰特征,不同于SZ和BZ两条曲线呈现直接下降的趋势。结合图5分析可知,虽然无因次采油指数随着含水饱和度的增加而呈现下降趋势,但是QHD和JZ的变化速率是先上升再下降,这表明这两个油藏在水驱过程中,存在一段开发时间对水驱采油效果有着比较明显的影响,无因次采油指数的偏导函数的上升,使其远离0点,说明其具有较大量的原油采出,分析认为应在该时刻充分发挥水驱开发效果,然后再开展聚合物驱技术。

所以,对于JZ和QHD两个油藏而言,聚合物驱转注时机应不早于含水饱和度0.464和0.261,其对应的含水率分别是77.9%和86%。而BZ和SZ在这方面就没有聚合物驱注入的最早注聚时机的限制。

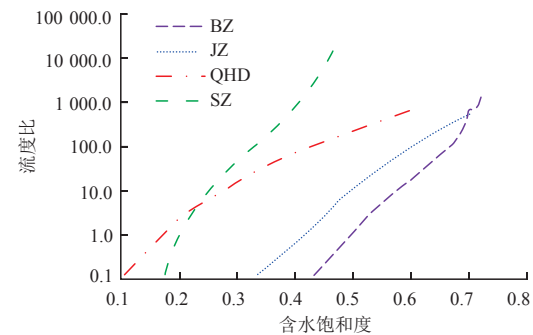
2.2.3 油水流量比的变化特征

因为在束缚水饱和度条件计算的流量比等于0,所以从第二个饱和度点绘制可以获得图7a所示的流量比变化特征,可以发现只有SZ和BZ两条油水流量比曲线有小于1的区域。为了更好地表征流量比变化的规律性,在束缚水饱和度点取(流量比) $M=0.1$ 进行绘制,结果如图7b所示。

油水流量比是指驱替相与被驱替相的流量比值,不仅影响面积波及效率,也影响体积波及系数。当油水流量比 >1 时,说明驱替液的流动能力比原油的流动能力大,会发生较为明显的“指进”和“舌进”,不利于驱替。因此,控制流量比 ≤ 1 是最能够发挥驱替效果的。结合图7b所示的油水流量比变化特征,认为可以充分发挥有利流量比的水驱过程,再开展聚合物驱进行流量控制。实际生产过程中,油水流量比很难控制在1以内。当然,油水流量比越低,驱油效果越好,聚合物驱的作用也是为了控制不利的油水流量比,在较低油水流量比条件下是更有利于



a. 流量比曲线



b. 流量比曲线

图7 不同含水饱和度下的流量比

Fig. 7 Mobility ratio at different water saturation

聚合物的流量控制作用的发挥。

所以,将油水流量比 ≤ 1 作为分界线,四个油藏(BZ、JZ、QHD、SZ)的转注聚时机应该是含水饱和度分别为 <0.51 、 <0.42 、 <0.18 、 <0.20 ,其对应的含水率分别为 $<56\%$ 、 $<57\%$ 、 $<62\%$ 、 $<57\%$ 。

2.3 不同参数指标下的转注聚时机

整合上述所有参数指标对于转注时机的影响进行了列表对比,见表4。基于油藏工程原理对其的理论转注时机进行流量控制的分析判断中,由于油藏条件的不同,各项指标分析出的结果存在差异。因此,在该方法应用过程中充分考虑油藏生产的实际情况,作为室内实验和数值模拟的补充方法,进行转注聚时机的判断。

表4 不同参数下的转注聚时机判断指标

Table 4 Judgment index of polymerization injection timing under different parameters

油藏	含水率上升 速率/%	无因次采液 指数/%	无因次采油 指数/%	油水流量比(M)/%		
				$M \leq 1$	$M \leq 5$	$M \leq 10$
BZ	< 75	> 80		< 56	< 83.1	< 91.5
JZ	< 78		> 77.9	< 57	< 82.3	< 92.3
QHD	< 74		> 86	< 62	< 83.2	< 92.1
SZ	< 34			< 57	< 84.9	< 91.8

从表4可知:①BZ油藏由于生产过程中采液能力的不足,限制了聚合物驱的提前注入,转注聚时机是含水率80%以后;②JZ油藏是高孔高渗的稀油油藏,应该以控制含水率上升速率为核心,所以转注聚时机应该在含水率77.9%~78%之间;③QHD油藏是特高孔渗的稠油油藏,流度比上升极为迅速,控制流度是首要目的,所以转注聚时机是含水率62%之前;④SZ油藏是中高渗的稠油油藏,控制含水率上升和流度比相对重要,所以转注聚时机是含水率34%之前。

整体上可以根据矿场实际需要进行一个标准排序,再进行转注聚时机的判断。例如在油田开发的实际过程中,以产量为核心的标准排序是:无因次采油指数>无因次采液指数>含水率上升速率>油水流量比,即四个油藏的聚合物注入时机是含水率分别为>80%、>79.9%、>86%、>34%;又例如以理论为基础,提高油藏最终采收率为核心的指标是油水流量比>含水率上升速率>无因次采液指数>无因次采油指数,即四个油藏的聚合物注入时机是含水率分别为<56%、<57%、<62%、<57%。

3 结论

1) 应用油藏工程分析方法进一步分析油藏的相渗曲线,获取含水率变化曲线、含水率上升速率、无因次采液(油)指数、油水流量比等多组特征参数数据,可以应用于聚合物驱转注聚时机的判断。

2) 油藏的相渗特征差异明显导致各参数指标范围差异明显,在分析过程中应先综合考虑各个因素对油藏开发的影响以及生产开发的实际需求,再进行各指标排序,最后进行聚合物驱转注时机的范围判断。

3) 以产量为核心的转注聚时机标准排序是无因次采油指数>无因次采液指数>含水率上升速率>油水流量比,BZ、JZ、QHD、SZ油田的聚合物注入时机是油藏含水率分别为>80%、>79.9%、>86%、>34%。

参考文献

- [1] 周守为. 海上稠油高效开发新模式研究及应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2007, 29(5): 1-4.
ZHOU S W. The study and application of new mode of effective development of offshore heavy oil field[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(5): 1-4.
- [2] 周守为. 海上油田高效开发技术探索与实践[J]. 中国工程科学, 2009, 11(10): 55-60.
- [3] 蒋珊珊, 杨俊茹, 孙福街, 等. 海上油田注聚合物时机研究及现场应用[J]. 海洋石油, 2009, 29(3): 37-42.
JIANG S S, YANG J R, SUN F J, et al. Research and application of early polymer flooding technology in offshore oil field[J]. Offshore Oil, 2009, 29(3): 37-42.
- [4] 王宏申, 石勇, 周亚利, 等. 旅大10-1油田早期注聚可行性研究[J]. 海洋石油, 2006, 26(3): 40-45.
WANG H S, SHI Y, ZHOU Y L, et al. Feasible study of injecting polymer early for LD10-1 Oilfield[J]. Offshore Oil, 2006, 26(3): 40-45.
- [5] 张贤松, 郑伟, 唐恩高, 等. 海上稠油油藏早期注聚压力与注聚时机研究[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(5): 68-71.
ZHANG X S, ZHENG W, TANG E G, et al. Study on pressure and injection timing of early polymer flooding in offshore heavy oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(5): 68-71.
- [6] 张贤松, 孙福街, 冯国智, 等. 渤海稠油油田聚合物驱影响因素研究及现场试验[J]. 中国海上油气, 2007, 19(1): 30-34.
ZHANG X S, SUN F J, FENG G Z, et al. A research on influence factors of polymer flooding and its field testing in Bohai heavy oil fields[J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, 19(1): 30-34.
- [7] 刘雄志, 张立娟, 岳湘安, 等. 一类典型油藏注聚时机研究[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(2): 136-138.
LIU X Z, ZHANG L J, YUE X A, et al. Polymer injection time in a typical reservoir[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(2): 136-138.
- [8] 张贤松, 唐恩高, 谢晓庆, 等. 海上油田早期注聚开发特征及注入方式研究[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(7): 123-126.
ZHANG X S, TANG E G, XIE X Q, et al. Study on the characteristics and development pattern of early polymer flooding in offshore oilfields[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(7): 123-126.
- [9] SHI L T, ZHU S J, ZHANG J, et al. Research into polymer injection timing for Bohai heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Science, 2015, 12(1): 129-134.
- [10] 朱诗杰. 普通稠油油藏聚合物驱转注时机研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
ZHU S J. Study on the timing of polymer flooding in common heavy oil reservoirs[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [11] 张凤久. 海上稠油油藏早期注聚最佳时机的确定[J]. 中国海上油气, 2018, 30(3): 89-94.
ZHANG F J. The optimum early polymer injection time for offshore heavy oil reservoir[J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(3): 89-94.
- [12] 侯东梅, 赵秀娟, 汪巍, 等. 地下曲流河点坝砂体规模定量表征研究——以渤海C油田明化镇组为例[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(3): 7-11.
HOU D M, ZHAO X J, WANG W, et al. Quantitative characterization research for point bar sand body of subsurface

- meandering river environment: Taking Minghua Formation of Bohai C Oilfield as an Instance[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(3): 7-11.
- [13] 祝晓林,葛丽珍,孟智强,等. 顶气边水窄油环油藏高效开发技术与实践[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(1): 71-77.
ZHU X L, GE L Z, MENG Z Q, et al. Efficient development technology of narrow oil rim with gas cap and edge water & its practice[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 41 (1): 71-77.
- [14] 张迎春,李廷礼. 海上强底水驱油藏水平井合理开采速度研究——以秦皇岛32-6油田N₂砂体为例[J]. 中国海上油气, 2010, 22(4): 246-249.
ZHANG Y C, LI T L. A research on reasonable production rate of strong bottom-water drive reservoirs by horizontal wells: a case of N₂ sandbody production in QHD 32-6 oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2010, 22(4): 246-249.
- [15] 向红,唐海,苏彦春,等. 海上薄互层油田层系重组定量方法研究[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(5): 1-7.
XIANG H, TANG H, SU Y C, et al. Study on quantitative way for recombination of series of strata of reservoir in offshore with thin interbed[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(5): 1-7.
- [16] 王颂夏. 原油黏度对早期聚合物驱效果影响研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2012.
WANG S X. Study on the effect of crude oil viscosity on early polymer flooding[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [17] 胡廷惠,王传军,陈来勇,等. 稠油油藏比采油指数拟合模型研究及应用[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(3): 50-54.
HU T H, WANG C J, CHEN L Y, et al. Research and application of fitting model of specific productivity index in heavy oil reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(3): 50-54.
- [18] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 第2版. 北京: 石油工业出版社, 2011.
LI C L. Fundamentals of reservoir engineering[M]. 2nd Edition. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [19] 陈军,杨峻懿,刘启国. 特高含水期油藏采油速度研究及影响因素分析[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(4): 17-21.
CHEN J, YANG J Y, LIU Q G. Study on the speed of oil recovery and influence factors in extra-high water content period[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(4): 17-21.
- [20] 叶仲斌,施雷庭,陈洪,等. 复杂油藏化学驱提高采收率[M]. 北京: 科学出版社, 2019.
YE Z B, SHI L T, CHEN H, et al. Enhanced oil recovery by chemical flooding in complex reservoirs[M]. Beijing: Science Press, 2019.

(编辑 常燕)

(上接第80页)

- effect of compaction and embedment[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 149: 428-435.
- [6] FAN T G, ZHANG G Q. Laboratory investigation of hydraulic fracture networks in formations with continuous orthogonal fractures[J]. Energy, 2014, 74: 164-173.
- [7] 罗志锋,陈一鑫,赵立强,等. 高速通道压裂通道率影响因素实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(2): 58-64.
LUO Z F, CHEN Y X, ZHAO L Q, et al. Research on the influencing factors of channel rate for channel fracturing[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(2): 58-64.
- [8] 陈一鑫. 一种新型自支撑压裂技术实验研究[D]. 西南石油大学, 2017.
CHEN Y X. Experimental study on a new type of self-propping fracturing technology[D]. Southwest Petroleum University, 2017.
- [9] TERECH P, WEISS R G. Low molecular mass gelators of organic liquids and the properties of their gels[J]. Chemical Reviews, 1997, 98(8): 3133-3160.
- [10] PIEPENBROCK M O M, LLOYD G O, CLARKE N, et al. Metal- and anion-binding supramolecular gels[J]. Chemical Reviews, 2009, 110(4): 1960-2004.
- [11] FERNÁNDEZ J E. Materials for aesthetic, energy-efficient, and self-diagnostic buildings[J]. Science, 2007, 315 (5820): 1807-1810.
- [12] SANGEETHA N M, MAITRA U. Supramolecular gels: Functions and uses[J]. Chemical Society Reviews, 2005, 34(10): 821-836.
- [13] GEORGE M, WEISS R G. Low molecular-mass gelators with diyne functional groups and their unpolymerized and polymerized gel assemblies[J]. Chemistry of Materials, 2003, 15 (15): 2879-2888.
- [14] KUROIWA K, SHIBATA T, TAKADA A, et al. Heat-set gel-like networks of lipophilic Co(II) triazole complexes in organic media and their thermochromic structural transitions[J]. Journal of the American Chemical Society, 2004, 126(7): 2016-2021.
- [15] ZHANG J J, OUYANG L C, ZHU D, et al. Experimental and numerical studies of reduced fracture conductivity due to proppant embedment in the shale reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 130: 37-45.

(编辑 黄颖)