

朱义东,戴建文,王亚会,等. 基于不同地质模式下稠油油藏变速驱波及规律实验研究[J]. 地质科技通报, 2022, 41(3): 68-76.
Zhu Yidong, Dai Jianwen, Wang Yahui, et al. Experimental study on sweep pattern of heavy oil reservoirs with variable speed drive based on different geological models[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2022, 41(3): 68-76.

基于不同地质模式下稠油油藏变速驱波及规律实验研究

朱义东, 戴建文, 王亚会, 涂 乙, 马肖琳

(中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东 深圳 518000)

摘 要: 南海东部海相砂岩稠油油藏普遍具有胶结疏松、强底水、隔夹层分布复杂、采出程度低等特点, 现有的常规水驱油实验无法准确描述稠油单井波及规律。基于 PY 油田稠油地质油藏特征, 设计了改进的底水平板水驱物理模拟实验, 考虑储层韵律、隔夹层发育规模以及提液时机, 综合研究单井的波及规律和稠油采出程度。实验结果表明: ①均质韵律和正韵律储层发育隔夹层, 将原来的底水驱动变为次生边水驱动, 发育隔夹层井距越长, 对底水锥进抑制作用越强, 同时, 受重力分异作用, 多次控幅提液后, 可将下部过渡带、中上部中、小孔喉内以及隔夹层附近的剩余油受效驱替出来, 能提高单井波及系数。其中, 特高含水期采取 4 级变速控幅提液后波及系数总体可提高 34.1%~54.9%; Z1680 均质韵律储层和 Z1610 正韵律储层通过多次控幅提液, 实际日产油提高至提液前 2~3 倍, 生产效果良好。②对于极差为 5~10 的反韵律储层, 顶底部渗透性差异大, 易在顶部形成高渗通道, 层内隔夹层发育长度和提液方式变化, 对波及范围影响不大, Z1640 反韵律储层通过多次控幅提液, 生产效果变化不明显。研究成果可为不同地质模式稠油油藏产液结构优化以及提液方式制定提供解决方案。

关键词: 南海东部地区; 不同地质模式; 稠油油藏; 隔夹层; 变速驱; 提液方式; 波及规律

中图分类号: TE135 **文章编号:** 1000-7849(2022)03-0068-09 **收稿日期:** 2021-08-06

doi: 10.19509/j.cnki.dzkg.2021.0048

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



Experimental study on sweep pattern of heavy oil reservoirs with variable speed drive based on different geological models

Zhu Yidong, Dai Jianwen, Wang Yahui, Tu Yi, Ma Xiaolin

(Shenzhen Branch, CNOOC China Limited, Shenzhen Guangdong 518000, China)

Abstract: The heavy oil reservoirs in marine sandstone in the east of South China Sea are generally characterized by loose cementation, strong bottom water, complex interlayer distribution and low recovery degree. Therefore, the existing conventional water flooding experiments can not accurately describe the sweep law of heavy oil in single wells. Based on the geological characteristics of heavy oil reservoir in the PY oilfield, an improved physical simulation experiment of bottom horizontal plate water flooding is designed. It is applied to comprehensively study the sweep law of single well and the recovery degree of heavy oil, considering reservoir rhythm, interlayer development scale and liquid extraction time. The experimental results are showed as following. ① Interbeds developed in homogeneous rhythm and positive rhythm reservoirs transform the original bottom water drive into secondary edge water drive. The longer the well spacing of interbeds is, the stronger the inhibition of bottom water coning is. In addition, the remaining oil located in the lower transition zone, middle to small pore throat in the middle and upper zones and near the interbeds can be effectively displaced by multiple amplitude controll and fluid extraction due to gravity differentiation. In this case, the single well sweep coefficient can be enhanced. The sweep efficiency can be in-

基金项目: 中海石油(中国)有限公司深圳分公司科研项目“南海在生产油田挖潜技术研究”(YXKY-ZL-SZ201604)

作者简介: 朱义东(1979—),男,高级工程师,主要从事油气田开发研究及管理工作。E-mail: zhuyd@cnooc.com.cn

creased by 34.1%—54.9% after adopting 4-stage variable speed to control amplitude and extract liquid during ultra-high water cut stage. Through multiple amplitude control and liquid extraction in z1680 homogeneous rhythm reservoir and z1610 positive rhythm reservoir, the daily oil production can be increased to 2—3 times of that before liquid extraction, and the production effect is good. ② For the reverse rhythm reservoir with a range of 5—10, the permeability difference between the top and bottom is significant. Thus, it is easy to form a high permeability channel at the top. The development length of interlayer and the change of liquid extraction method have little effect on the sweep range. Through multiple amplitude control and liquid extraction, the production effect of z1640 reverse rhythm reservoir is not obvious. The research results can provide solutions for the optimization of liquid production structure and the formulation of liquid extraction methods in heavy oil reservoirs with different geological models.

Key words: eastern South China Sea; different geological models; heavy oil reservoir; interlayer; variable speed drive; fluid extraction method; sweep pattern

南海东部在生产油田大部分已步入开发中后期,对老油田剩余油的深度挖潜将是增油稳产的重要方向。目前,海上稠油采出程度普遍偏低,如何实现稠油油藏高效、快速开采一直以来都是一项重要课题。PY油田位于南海珠江口盆地,发育有多套海相砂岩稠油油藏,以底水驱动为主,储层韵律差异大、内部隔夹层分布复杂,油井存在见水早、含水上升快、采油成本高以及经济效益低等问题。采用水平井开采可提高油藏接触面积,但生产压差过大将促使底水快速上升,强底水将在地层阻力小的位置极易突破而形成水锥,导致油井快速水淹。

为了提高稠油油藏采出程度,国内外学者们进行了大量的研究。李奋^[1]针对中高渗储层建立了二维物理模型,研究了逐级提液下水驱波及规律;王明等^[2]提出了层间非均质对不同驱替压差下含油饱和度与波及系数的变化影响;张新旺等^[3]进行了中渗透疏松砂岩驱替倍数及速度方面的常规水驱油实验;张吉磊等^[4]提出了扩大底水稠油油藏转注井注水波及体积的“置胶成坝”方法。Permadi等^[5]、Dou等^[6]设计了二维可视化物理模拟仪器,分析层内夹层对油井见水位置、时间、含水上升速率方面的影响;Modaresghazani等^[7]基于海相砂岩岩心,进行池水驱油实验,测定了稠油—水—气三相相对渗透率;刘佳等^[8]设计了底水锥进实验,研究了水脊的形成和上升形态;张伟等^[9]从水驱倍数角度,分析了将常规的30 PV增至2 000 PV,认为高倍数水驱将改善稠油储层物性,有利于驱油效率的提高。张运来等^[10]基于渤海稠油—维长岩心水驱油实验、油藏数值模拟方法,建立了底水油藏精细数值模型,模拟了水驱后驱油效率和水平井井间水驱波及系数变化规律。

以上学者在理论和实验研究过程中,从稠油油藏一维、二维物理模型角度,从驱替倍数、见水时间、含水上升速率,夹层对油井见水影响等方面进行了

大量实验,研究稠油油藏水平井波及规律^[10-14]。本文主要立意在于厘清储层韵律差异、隔夹层发育长度、以及不同提液方式对稠油波及系数和采出程度的影响,围绕南海东部稠油深度挖潜方向、提液策略展开研究,以提高稠油采出程度。基于此,以PY油田典型稠油油藏为例,设计并开展了改进的底水平板流动模型模拟实验,分析在不同韵律储层条件下,不同隔夹层长度、4种驱替速度和4类提液方式对稠油油藏波及规律和采出程度的定量影响,以期为不同地质模式下稠油油藏水平井提液时机和方式选择提供技术指导。

1 油田概况

PY油田是由1998年3月P-1X探井发现,油田位于南海珠江口盆地珠江I坳陷南部恩平凹陷番禺4洼的西岸(图1),属于主断层控制下的逆牵引背斜构造,油田内部不发育断层。其油层段分布在中新统韩江组、珠江组和渐新统珠海组地层中,油层埋深1 470.0~2 636.4 m。下部油藏属于海相砂岩稀油油藏,上部油藏属于海相砂岩稠油油藏,一共12个稠油油藏,主要为底水油藏,平均厚度为3.2~14.5 m,平均含油高度为0.1~8.8 m,物性主要表现为高孔、高一特高渗。目前稠油油藏采出程度不到20%,采出程度偏低。

油田在前期的开发中,主要开采下部中、轻质油藏,对上部稠油底水油藏储层特性缺乏足够认识。随着地质油藏认识的不断更新,稠油储量规模的不断增大,实施了以开发上部稠油油藏为主的调整项目。但随着稠油油藏开采井数大幅增加,出现了单井液量、含水率上升较快,难以高效稳产生产,后期提液效果也不太理想。急需对稠油油藏在生产水平井产液结构进行优化调整,加强对提液方式、时机和变速驱单井波及规律进行研究。

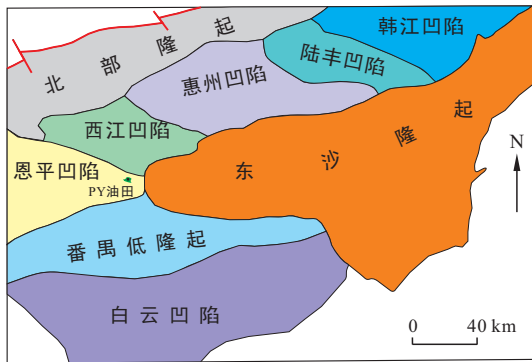


图1 珠江口盆地 PY 油田构造位置

Fig. 1 Structural location of PY Oilfield in Pearl River Mouth Basin

2 改进的底水模型

简单的平板底水模型已不能反映高和特高含水期稠油驱替规律,实际地层底水向油藏流动时,不仅仅只是垂直向上流动,还包括底水从油层边部流动到井筒,且流速具有一定的倾角,底水从远处流动到井筒会产生一定的压力差,因此,设计了改进的二维平板底水模型进行剖面模拟^[15-16],如图2所示。

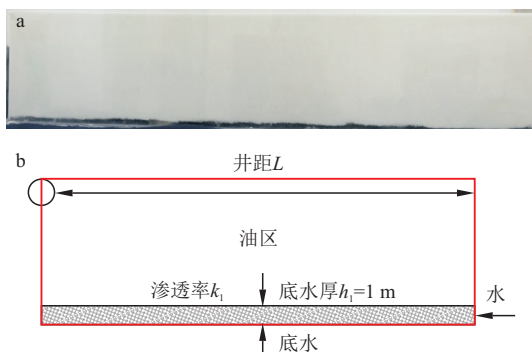
平板模型由有机玻璃板、石英砂、塑料管线和胶结剂制作而成,其制作步骤如下:

(1)黏合模型。对有机玻璃板用改性丙烯酸酯胶黏剂(亚克力玻璃胶)黏合,内部空间用于填砂。

(2)填砂。根据所需的渗透率要求,将环氧树脂和固化剂按质量比1:1迅速混合,紧接着按一定的质量分数将其与石英砂混合并充分搅拌均匀。然后将混合好的胶砂倒入模型中压实,将表面处理均匀,50℃下放置4 h 固化。

(3)封口密封。将环氧树脂和固化剂按1:1的质量混合后,倒入填砂口将模型封口,再将模型四周密封。

(4)连接管线。在注采井位置用电钻钻取井位,



a. 填砂后改进平板模型实物图(配方:0.180 mm(80目)玻璃珠,10%环氧树脂胶);b. 改进平板模型底水流动示意图

图2 平板实验实物图和示意图

Fig. 2 Bottom water flow diagram of improved plate model

连接管线,并将模型完全密封。

为模拟底水从油藏边部进入油藏及生产井过程中的流动阻力,在底水模型底部增加了厚度为1 cm的高渗条带,底水从模型右侧底部进入,如图2所示。保证相同底水区流量比例恒定,根据相似准则:

$$r(Q) = \left(\frac{k_1 h_1 B_1 \Delta p}{\mu_w L} \right)_{\text{模型}} \bigg/ \left(\frac{k h_{\text{底水}} B \Delta p}{\mu_w L} \right)_{\text{油藏}} \quad (1)$$

式中: r 为流量比,无量纲; Q 为流量(m^3); k_1 为实验模型底部高渗区渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$); k 为油藏底水区渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$); h_1 为实验模型底部高渗区高度(m); $h_{\text{底水}}$ 为油藏底水高度(m); B_1 、 B 分别为实验模型与实际油藏模型水平井长度(m); p 为压力(MPa); μ_w 为水黏度($\text{mPa} \cdot \text{s}$)。

取典型稠油油藏 PY16 为例,实际油藏底水厚度为10 m,据式(1)得到

$$r(k) = r(Q) \times r(\mu) \times r(L) / r(h) / r(B) / r(\Delta p) = 20$$

式中: μ 为黏度($\text{mPa} \cdot \text{s}$)。

其实际油藏底水区渗透率为 $5\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,模型底水区渗透率 $100\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3 多种地质模式下波及规律研究

PY 油田12个稠油油藏以水下分流河道、河口坝沉积为主,测井曲线表现为均质韵律、正韵律和反韵律特征,典型油藏原油黏度约为 $100 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,物性以高孔特高渗为主,实验温度 76.8°C ,与地层温度一致。利用改进二维平板底水模型进行均质韵律、正韵律剖面模型物理模拟实验^[17-20]。同时,根据实际油田情况,反韵律储层进行了三维典型单元井组数值模拟实验。研究在不同提液组合(高含水期、特高含水期均分别采用一次大幅提液和多次控幅提液措施)以及隔夹层发育规模(0,1/3,2/3井距)条件下变速驱替波及规律;总结提液方式对强水驱波及系数的主要影响特征。

3.1 均质韵律储层

根据 PY 油田典型均质韵律稠油底水油藏特征(原油黏度约为 $100 \text{ mPa} \cdot \text{s}$),利用改进的二维平板底水模型,分别设计了3种隔夹层展布范围和4类提液组合下的12组物理模拟实验,具体的实验参数和提液方式如表1所示。

提液方式包括高含水期一次大幅提液、特高含水期一次大幅提液、高含水期多次控幅提液、特高含水期多次控幅提液,其中,多次控幅提液依次为0.05,0.1,0.2,0.5 mL/min,基于物理模拟模型进行变速提液实验,不同隔夹层长度和不同提液方式条件下,波及系数随注入速度和注入时间变化关系见图3所示。

表1 改进的均质韵律底水模型12组物理模拟实验参数

Table 1 12 groups of physical simulation experimental parameters of improved homogeneous rhythm of bottom water model

样品号	隔夹层发育范围	含水期	提液方式	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	干重/g	湿重/g	孔隙度/%	饱和油/mL
1	无隔夹层	高	一次大幅	5 549	2 985.37	3 172.58	36.71	210
2		高	多次控幅	5 282	2 934.27	3 108.42	34.15	200
3		特高	一次大幅	5 288	3 012.97	3 188.24	34.37	202
4		特高	多次控幅	5 333	2 988.79	3 164.03	34.36	200
5	1/3 井距隔夹层	高	一次大幅	5 355	2 861.27	3 041.56	35.35	207
6		高	多次控幅	5 219	2 888.97	3 065.46	34.61	203
7		特高	一次大幅	5 329	2 923.47	3 105.88	35.77	210
8		特高	多次控幅	5 237	3 147.89	3 323.64	34.46	204
9	2/3 井距隔夹层	高	一次大幅	5 283	2 943.85	3 127.57	36.02	210
10		高	多次控幅	5 129	2 943.85	3 127.66	36.04	210
11		特高	一次大幅	5 444	3 012.96	3 195.88	35.87	209
12		特高	多次控幅	5 189	3 032.44	3 213.76	35.55	206

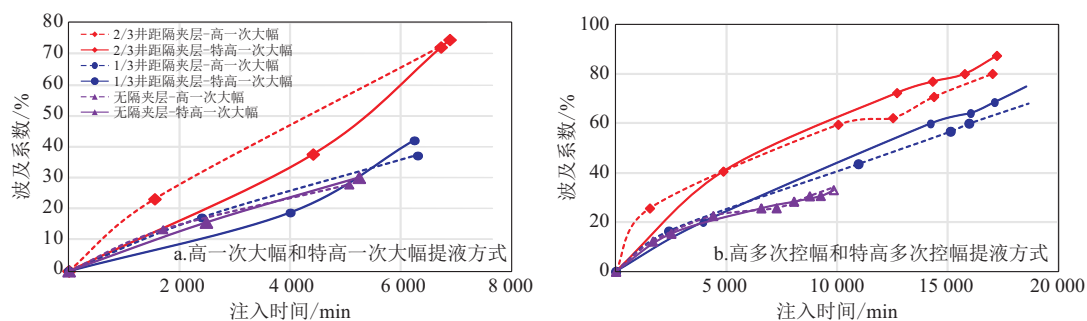


图3 不同隔夹层长度下随注入时间波及系数

Fig. 3 Sweep efficiency with injection time for different interlayer lengths

驱替结束后,基于改进底水模型不同隔夹层长度和不同提液组合下最终波及系数柱状图如图4所示,驱替后饱和度场分布如图5所示。

由图3可知,一次大幅提液和多次控幅提液均能提高油藏波及系数和采出程度,储层内部发育隔夹层会改变底水上升途径,变为次生边水驱,实施提液措施后波及范围更大,其中,多次控幅提液效果要

好于一次大幅提液。均质韵律储层渗透性差异不大,一次大幅提液由于驱替速度较大,主要将中大孔喉内部原油驱替,形成高渗条带,边部中低渗微、小孔喉内的原油未波及到,很难被驱替出来;多次控幅提液驱替速度由0.05 mL/min增大至0.5 mL/min,底水在小流速下流动至小孔喉内,小孔喉内的原油有一定程度驱替,多次控幅变速驱替后,中孔喉

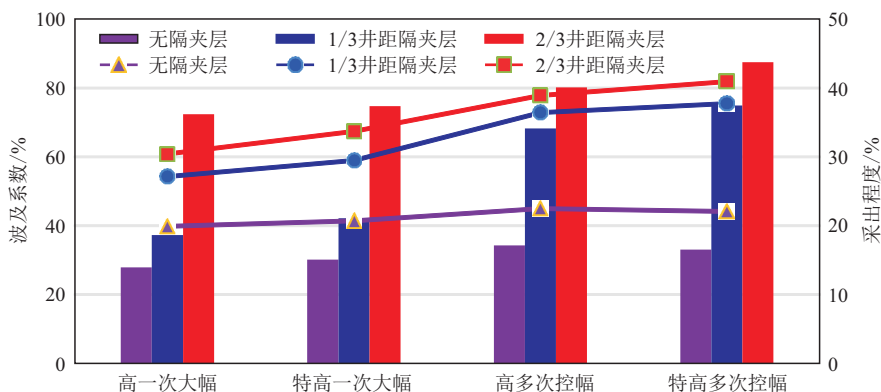


图4 驱替结束后不同隔夹层长度提液组合波及系数柱状图

Fig. 4 Sweep efficiency histogram of different interbed lengths after displacement

内的原油驱替程度变高,同时,底水驱替波及系数有所增大,储层内剩余油受效范围提高,可有效驱替过渡带和隔夹层附近富含的剩余油。由图 4 可知,驱替结束后,隔夹层长度越长,多次控幅提液效果最好,波及系数能达到 80% 以上,其中,特高含水期多次控幅提液波及系数可达 87.45%,采出程度可达 49.1%。从驱替后含油饱和度分布图(图 5)来看,

发育隔夹层情况下,单井波及范围扩大,隔夹层从 1/3 井距变为 2/3 井距时,单井驱替的距离更远,采用多次控幅提液措施后,隔夹层附近剩余油驱替得更干净,4 级提液后使得波及系数总体提高 54.85%;如图 6 所示,不发育夹层的情况下,垂直水平井井筒方向,驱替时间越长,水脊范围变大,但生产井波及范围有限,整体采出程度不高。

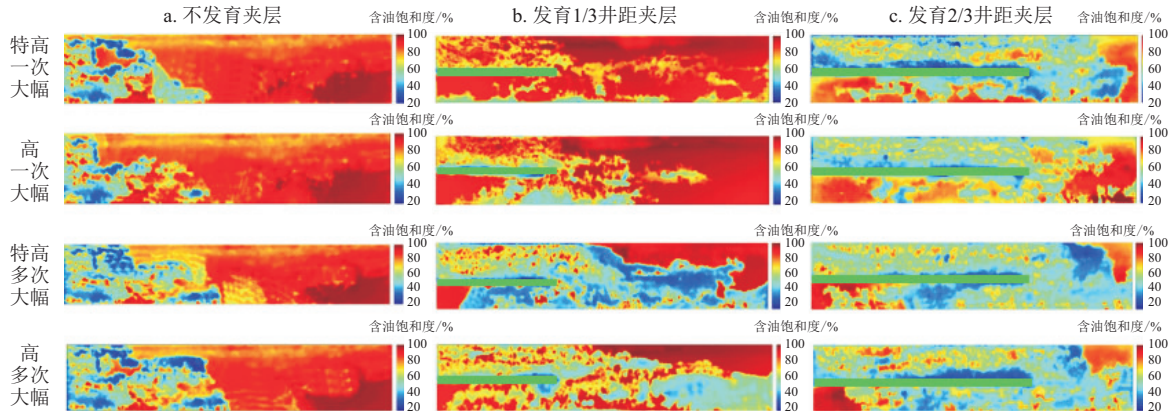


图 5 驱替结束后不同隔夹层长度提液组合饱和度场图

Fig. 5 Saturation field of different interbed lengths after displacement

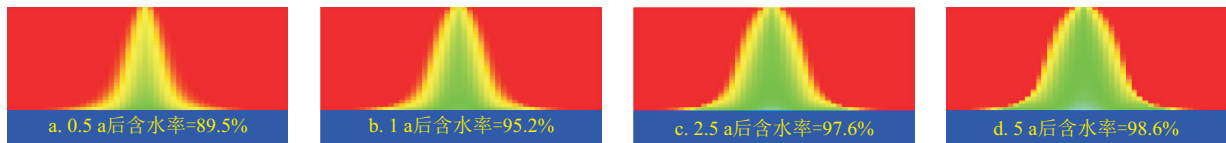


图 6 均质韵律储层不发育夹层下原油驱替示意图

Fig. 6 Oil displacement under undeveloped interlayer in homogeneous rhythm reservoir

3.2 正韵律储层

根据 PY 油田典型正韵律稠油底水油藏特征(原油黏度约为 100 mPa·s),储层渗透性由下到上变差,据此设计改进的二维平板底水模型,分别进行

了无隔夹层和 1/3 井距隔夹层下,高含水期多次控幅和特高含水期多次控幅提液组合,一共设计了 4 组物理模拟实验,具体的实验参数和提液方式如表 2 所示。

表 2 改进的正韵律底水模型 4 组物理模拟实验参数

Table 2 Four groups of physical simulation experiment parameters of improved positive rhythm bottom water model

样品号	隔夹层发育范围	含水期	提液措施	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	干重/g	湿重/g	孔隙度/%	饱和度/mL
1	无隔夹层	高	多次控幅	962,5 327,10 005	3 015.86	3 222.46	40.51	236
2		特高	多次控幅	1 066,5 129,9 984	3 058.94	3 267.17	40.83	233
3	1/3 井距隔夹层	高	多次控幅	986,5 169,10 353	3 104.29	3 310.68	40.47	235
4		特高	多次控幅	1 025,5 224,10 068	3 128.27	3 335.47	40.63	236

提液方式包括高含水期多次控幅提液、特高含水期多次控幅提液,其中,多次控幅提液依次为 0.05,0.1,0.2,0.5 mL/min,基于物理模拟模型进行了变速提液实验,不同隔夹层长度和提液方式条件下,波及系数随注入速度、时间变化关系如图 7 所示。

驱替结束后,无隔夹层、1/3 井距隔夹层长度和

不同提液组合下最终波及系数柱状图如图 8 所示,驱替后饱和度场分布如图 9 所示。

由图 8 可知,储层内发育隔夹层,进行多次控幅提液效果后,均能提高油藏波及系数和采出程度。正韵律储层下部渗透性要好于上部,正韵律模型在提液前,底部高渗层基本已波及完全,早期生产过程中,下部产油贡献占比较大,上中部物性较差,微小

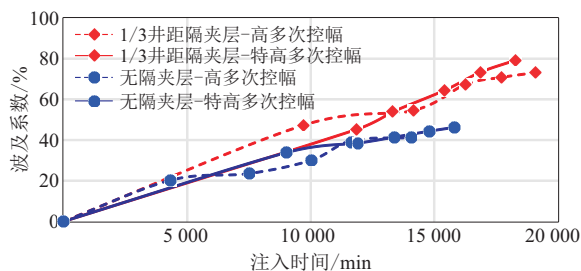


图7 不同隔夹层长度下随注入时间波及系数

Fig. 7 Sweep efficiency with injection time for different interlayer lengths

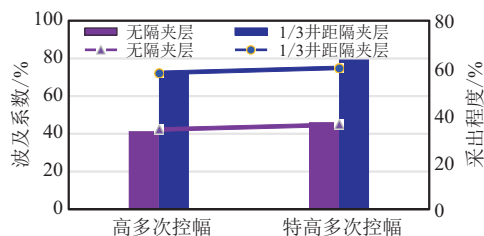


图8 驱替结束后不同隔夹层长度提液组合波及系数柱状图

Fig. 8 Sweep efficiency histogram of different interbed lengths after displacement

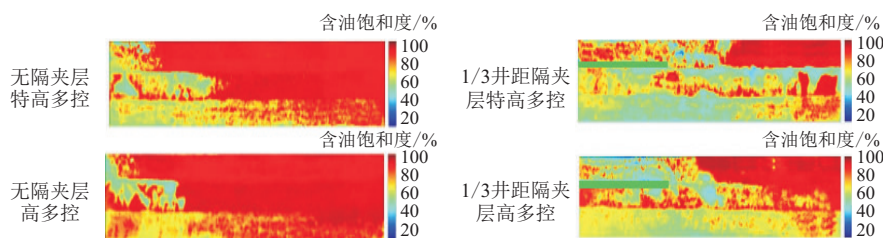


图9 驱替结束后不同隔夹层长度饱和度场图

Fig. 9 Saturation field of different interbed length after displacement

孔喉道较发育,由于底水流动到储层上部能量减弱,很难驱替进入微小孔喉,原油采出程度低,极易赋存剩余油。通过多次控幅提液后,可将中上部中小孔喉内剩余油驱替出来,导致单井波及范围变大,若发育1/3井距隔夹层,底水平面波及范围会进一步扩大,驱替距离更远,可提高储层过渡带和隔夹层附近剩余油驱替程度(图9),其中,特高含水期多次控幅提液效果最好,4级提液后使得波及系数总体提高34.1%,波及系数为79.4%,最终稠油采出程度可达60%(图8)。

3.3 反韵律储层

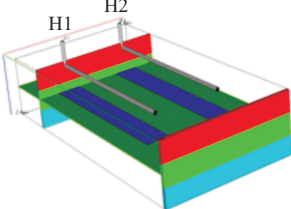
由于反韵律储层渗透性由下到上变好,存在一定的极差,应用平板底水模型实验下部小孔、微孔剩余油很难驱替,采取不同提液措施后效果不明显,因此,针对反韵律储层采用数值模拟法进行研究,分析剩余油驱替规律。

PY油田典型反韵律稠油底水油藏特征(原油

黏度约为100 mPa·s),据此设计三维反韵律不同极差的数值模型,模型长400 m,宽800 m,厚度17.5 m,模型采用直角网络,网格数为 $40 \times 80 \times 35$,网格长宽高尺寸10 m $\times$ 10 m $\times$ 0.5 m。模型中各网格渗透率孔隙度参数如表3所示。反韵律渗透率极差为10的模型水平渗透率为 $10\,000 \times 10^{-3}$, $5\,000 \times 10^{-3}$, $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对应垂向渗透率为 $4\,000 \times 10^{-3}$, $2\,000 \times 10^{-3}$, $400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;渗透率极差为5的模型水平渗透率为 $5\,000 \times 10^{-3}$, $3\,000 \times 10^{-3}$, $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对应垂向渗透率为 $2\,000 \times 10^{-3}$, $1\,200 \times 10^{-3}$, $400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度范围为25%~31%。模型设置了2口水平井H1、H2,井距200 m,水平井段长度500 m,水平井水平段离顶部20 m,隔层在油层中部水平井正下方,隔层宽度分别为0,70,130 m,隔层长度为600 m。模型底部两侧设置了两侧水体来模拟边底水能量(水体区网格数为 $1 \times 1 \times 3$)。

表3 反韵律储层数值模型网格参数和示意图

Table 3 Grid parameters and schematic diagram of anti rhythm reservoir numerical model

反韵律模型参数				模型示意图
渗透率极差为 5		渗透率极差为 10		
水平渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	5 000,3 000,1 000	水平渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	10 000,5 000,1 000	
垂向渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	2 000,1 200,400	垂向渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	4 000,2 000,400	
孔隙度/%	28,27,25	孔隙度/%	31,28,25	

模型油水参数与油藏实际情况相同,原油黏度为 $100 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,模型完全饱和油。设置 H1、H2 两口生产井,定产量生产,单井初始产液量设置为 $2\,000 \text{ m}^3/\text{d}$,每次提液提高 $1\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 至 $6\,000$

m^3/d ,总产量由 $4\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 提至 $12\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。设置 0,1/3 的隔夹层模式提液至高或特高含水期,按照不同条件进行提液,以相同 PV(11 PV)为数值模拟计算结束点,见表 4 所示。

表 4 数值模型地质油藏参数

Table 4 Geological reservoir parameters of numerical model

模型	油藏参数	隔夹层范围	提液方式
反韵律 极差为 5 和 10	原油黏度: $100 \text{ mPa} \cdot \text{s}$	① 无隔夹层 ② 1/3 井距隔夹层	高含水期一次大幅提液
	水黏度: $0.379\,6 \text{ mPa} \cdot \text{s}$		特高含水期多次控幅提液
	水相对密度: 1.015		
	$k_v/k_h: 0.4$		高含水期多次控幅提液
	孔隙度/%: 25~31		
	原油 API 重度: 28		

由图 10 可知,无论反韵律储层内渗透率极差为 5 或 10,在相同产液量条件下,多次控幅提液效果略好于一次大幅提液,采出程度两者相差仅 0.3%。层内发育 1/3 井距隔夹层条件下,渗透率极差为 5 时,特高含水期多次控幅提液后采出程度可达 42.5%。渗透率极差为 10 时,特高含水期多次控幅提液后采出程度可达 42.1%。相同产液量条件下采出程度越高。1/3 井距隔夹层与无隔夹层相比,渗透率极差为 5 条件下影响采出程度最高,也仅为 1.3%。

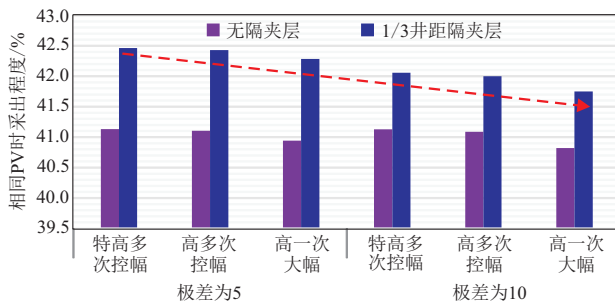


图 10 反韵律模型相同产液量下采出程度关系图

Fig. 10 Relation diagram of recovery degree of reverse rhythm model under the same liquid production

与正韵律和均质韵律储层不同,反韵律顶部渗透率高($4\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $2\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),底部渗透率仅为 400×10^{-3} ,顶部容易形成高渗透层,导致早期采出程度就很高,不发育隔夹层条件下,采出程度高达 41% 左右。由于重力分异作用,底水从下部渗流通道快速向上锥进,下部中低渗孔喉很难波及,导致剩余油大量残留;若储层内发育一定规模的隔夹层情况下,底水平面波及范围略有变大,但由于反韵律储层上部属于高渗层,驱替范围和程度已较高。反韵律储层数值模型中发育 1/3 井距隔夹层情况下,采出程度最高仅为 42.5%,提高幅度不大,

仅提高了 1.5%。

由图 11 可知,储层发育 1/3 隔夹层和不发育隔夹层采出程度相比,均质韵律储层采出程度相差介于 8.6%~18.8% 之间,正韵律储层采出程度相差 24.1%,反韵律储层采出程度相差仅约为 1.3%。高含水期和特高含水期多次控幅提液后采出程度差值最大。实验表明,储层内发育 1/3 井距以内的隔夹层时,对反韵律储层提高采出程度影响较小,对于均质韵律储层和正韵律稠油储层而言,应在隔夹层发育的部位布井,高和特高含水期可采取多次控幅提液措施,可大幅提高单井波及范围,提高稠油油藏采出程度。

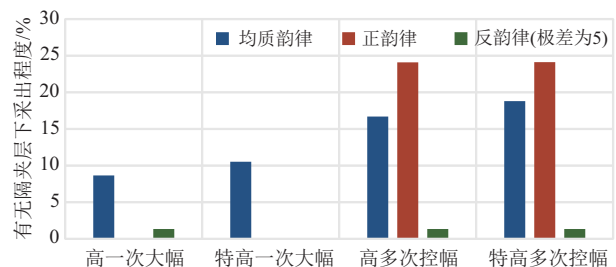


图 11 1/3 井距隔夹层与无隔夹层采出程度差值图

Fig. 11 Difference of recovery degree between 1/3 well spacing interlayer and noninterlayer

4 实例应用

根据以上研究成果,分别在 PY 油田 Z1680 层、Z1610 层和 Z1640 层进行了应用。

Z1680 层为均质韵律稠油油藏,P12H 水平井下方发育约 1/3 井距的物性夹层,渗透率仅 $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右,对底水具有较强的抑制作用,该井生产不到半年,含水率上升至 90% 以上,2013 年初投产生产 10 个月时间,含水率由 40% 上升至 85%,日产油降至 $35 \text{ m}^3/\text{d}$,通过一次大幅提液后,日产油

回升至 $70 \text{ m}^3/\text{d}$,通过多次控幅提液,日产油能达到 $150 \text{ m}^3/\text{d}$,提液效果明显,2016年至2020年通过多次控幅提液,含水率维持在97%左右,日产油稳定在 $70 \text{ m}^3/\text{d}$,目前生产状况良好。

Z1610层为正韵律稠油油藏,P16H水平井下方发育接近2/3井距的泥岩夹层,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对底水具有很强的抑制作用。2013年底投产,生产不到半年,含水率上升至90%生产1a时间后日产油降至 $20 \text{ m}^3/\text{d}$,通过一次大幅提液后,日产油回升至 $85 \text{ m}^3/\text{d}$,提液效果明显,2015年至2020年通过多次控幅提液,含水率维持在96%左右,日产油稳定在 $65 \text{ m}^3/\text{d}$,目前生产状况良好。

Z1640层为反韵律稠油油藏,P14H水平井下方不发育夹层,渗透率存在极差为5~10,2013年初投产生产不到1a时间,含水率上升至90%以上,日产油由 $150 \text{ m}^3/\text{d}$ 降至 $65 \text{ m}^3/\text{d}$,通过一次大幅提液后,日产油略有回升,但很快下降至 $55 \text{ m}^3/\text{d}$,提液效果不理想,随后进行多次控幅提液维持生产。2019年7月再次采取大幅提液后,日产油反而下降至 $35 \text{ m}^3/\text{d}$,目前生产状况较差。

实际稠油油藏生产动态表明,对于均质韵律和正韵律稠油油藏开井后,含水率上升很快,进入高一特高含水期后,采用提液措施能改善水平井生产效果,多次控幅提液提高了对中上部中、小孔喉内以及隔夹层附近的剩余油驱替程度,油藏经济生产年限延长,提高了整体采出程度。对于反韵律稠油油藏,顶部易形成高渗通道,底水快速锥进突破,多次控幅提液效果不明显。

5 结 论

(1)通过改进底水平板物理模拟实验表明,夹层对均质韵律和正韵律储层原油采出程度影响较大,层内夹层发育能提高水平井平面波及范围,夹层发育范围越大,单井波及系数越大;反韵律储层采出程度也受夹层影响,但影响较小。

(2)多次控幅提液效果比一次大幅提液好,多次控幅提液后主要采用不同提液速度实现,能将下部过渡带、中上部微小孔喉内以及隔夹层附近的剩余油有效驱出,剩余油残留较少;反韵律储层内渗透性存在极差,不同提液速度对原油采出程度影响不大,是由于反韵律储层顶部易形成高渗通道,提液措施受效有限。

(3)在现有稠油油藏井网条件下,应加强对均质韵律储层和正韵律储层隔夹层长度和范围研究,在高和特高含水期,适时采取多次控幅提液措施,可大幅提高水平井波及系数,延长油藏经济生产年限,从

而提高采出程度。

参考文献:

- [1] 李奋. 中高渗砂岩油藏水驱油效率及波及规律研究[D]. 山东青岛:中国石油大学(华东),2009.
Li F. Study on water displacement efficiency and sweep efficiency for sandstone reservoir with medium or high permeability [D]. Qingdao Shandong: China University of Petroleum (East China),2009(in Chinese with English abstract).
- [2] 王明,杜利,国殿斌,等. 层间非均质大型平面模型水驱波及系数室内实验研究[J]. 石油实验地质,2013,35(6):698-701.
Wang M, Du L, Guo D B, et al. Laboratory experimental research on waterflooding sweep efficiency of large-scale and two-dimensional inter-layer heterogeneous physical model[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(6): 698-701 (in Chinese with English abstract).
- [3] 张新旺,郭和坤,沈瑞,等. 基于核磁共振技术水驱油剩余油分布评价[J]. 实验室研究与探索,2017,36(9):17-21.
Zhang X W, Guo H K, Shen R, et al. Microscopic experimental study on water displacement oil based on nuclear magnetic resonance technology[J]. Research and Exploration in Laboratory, 2017, 36(9): 17-21 (in Chinese with English abstract).
- [4] 张吉磊,罗宪波,张运来,等. 提高稠油底水油藏转注井注水效率研究[J]. 岩性油气藏,2019,31(4):141-148.
Zhang J L, Luo X B, Zhang Y L, et al. Improving water injection efficiency of transfer injection well in heavy oil bottom water reservoir[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(4): 141-148 (in Chinese with English abstract).
- [5] Permadi P, Gustiawan E, Abdassah D. Water cresting and oil recovery by horizontal wells in the presence of impermeable streaks[J]. SPE 35440, 1996.
- [6] Dou H, Guan C Z, Lian S J. The experimental studies of physical simulation of bottom water reservoirs with barrier and permeable interbed on horizontal well[J]. SPE 55995, 1999.
- [7] Modaresghazani J, Moore R, Mehta S, et al. Investigation of the relative permeabilities in two-phase flow of heavy oil/water and three-phase flow of heavy oil/water/gas systems[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 172: 681-689.
- [8] 刘佳,程林松,黄世军. 底水油藏水平井开发物理模拟实验研究[J]. 石油钻探技术,2013,41(1):87-92.
Liu J, Cheng L S, Huang S J. Physical modeling and experiment for horizontal wells in bottom water reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 87-92 (in Chinese with English abstract).
- [9] 张伟,曹仁义,罗东红,等. 南海珠江口盆地海相砂岩油藏高倍数水驱驱替特征[J]. 油气地质与采收率,2018,25(2):64-71.
Zhang W, Cao R Y, Luo D H, et al. Displacement characteristics of high-multiple water drive in marine sandstone reservoirs in the Pearl River Mouth Basin, South China Sea[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(2): 64-71 (in Chinese with English abstract).
- [10] 张运来,陈建波,周海燕,等. 海上底水油藏水平井水驱波及系数定量表征[J]. 岩性油气藏,2020,32(6):146-153.
Zhang Y L, Chen J B, Zhou H Y, et al. Quantitative characterization of sweep coefficient of water drive in horizontal well for offshore bottom water reservoir [J]. Lithologic Reservoirs, 2020, 32(6): 146-153 (in Chinese with English abstract).

- [11] 高文君,左毅,蔡喜东,等. 新型水驱前缘解析法研究及应用[J]. 断块油气田,2015,22(6):785-789.
Gao W J, Zuo Y, Cai X D, et al. Research and application of new analytical method for frontal water-flooding[J]. Fault Block Oil & Gas Field, 2015, 22(6):785-789 (in Chinese with English abstract).
- [12] 薛江堂,刘珍,薛龙龙,等. 水驱开发油藏高含水期驱替程度和波及系数变化规律[J]. 新疆石油地质,2018,39(5):573-577.
Xue J T, Liu Z, Xue L L, et al. Study on displacement degree and sweep efficiency variation of water-drive reservoirs at high water-cut stage[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(5): 573-577 (in Chinese with English abstract).
- [13] 宋兆杰,李治平,赖枫鹏,等. 高含水期油田水驱特征曲线关系的理论推导[J]. 石油勘探与开发,2013,40(2):201-208.
Song Z J, Li Z P, Lai F P, et al. Derivation of water flooding characteristic curve for high water-cut oilfields[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 201-208 (in Chinese with English abstract).
- [14] 朱圣举,张文博,朱洁. 基于甲型水驱曲线的体积波及系数变化规律[J]. 特种油气藏,2018,25(4):95-98.
Zhu S J, Zhang W B, Zhu J. Change laws of volumetric sweep efficiency based on type A waterflood curve[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(4): 95-98 (in Chinese with English abstract).
- [15] 刘晨,张金庆,周文胜,等. 海上高含水油田群液量优化模型的建立及应用[J]. 中国海上油气,2016,28(6):46-52.
Liu C, Zhang J Q, Zhou W S, et al. Modeling of liquid production optimization in high water cut offshore oilfield group and its application[J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28(6): 46-52 (in Chinese with English abstract).
- [16] 刘英,张迎春,汪超,等. 利用水平井分层系开发稠油厚油藏研究与应用[J]. 中国海上油气,2012,24(4):32-36.
Liu Y, Zhang Y C, Wang C, et al. A research on separate layer development of a thick heavy oil reservoir by horizontal wells and its application[J]. China Offshore Oil and Gas, 2012, 24(4): 32-36 (in Chinese with English abstract).
- [17] 张运来,廖新武,胡勇,等. 海上稠油油田高含水期开发模式研究. 岩性油气藏,2018,30(4):120-126.
Zhang Y L, Liao X W, Hu Y, et al. Development models for offshore heavy oil field in high water cut stage[J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(4): 120-126 (in Chinese with English abstract).
- [18] 李廷礼,廖新武,徐玉霞,等. 海上低幅底水稠油油藏特征及水平井开发初探[J]. 特种油气藏,2012,19(6):95-98.
Li T L, Liao X W, Xu Y X, et al. Initial study on characteristics and development with horizontal wells of heavy oil reservoirs with small bottom water in offshore[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(6): 95-98 (in Chinese with English abstract).
- [19] 姜瑞忠,乔欣,滕文超,等. 储层物性时变对油藏水驱开发的影响[J]. 断块油气田,2016,23(6):768-771.
Jiang R Z, Qiao X, Teng W C, et al. Impact of physical properties time variation on waterflooding reservoir development[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(6): 768-771 (in Chinese with English abstract).
- [20] 杜庆龙. 长期注水开发砂岩油田储层渗透率变化规律及微观机理[J]. 石油学报,2016,37(9):1159-1164.
Du Q L. Variation law and microscopic mechanism of permeability in sandstone reservoir during long-term water flooding development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(9): 1159-1164 (in Chinese with English abstract).
- [21] 刘彦锋,张文彪,段太忠,等. 深度学习油气藏地质建模研究进展[J]. 地质科技通报,2021,40(4):235-241.
Liu Y F, Zhang W B, Duan T Z, et al. Progress of deep learning in oil and gas reservoir geological modeling[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(4): 235-241 (in Chinese with English abstract).
- [22] 张磊岗,屈红军,陈硕,等. 浅海砂质碎屑流沉积特征与模式:以莺歌海盆地东方 1-1 气田莺二段为例[J]. 地质科技通报,2021,40(6):140-150.
Zhang L G, Qu H J, Chen S, et al. Sedimentary characteristics and model of shallow sea sandy debris flow: A case study of Ying II Member in the Dongfang 1-1 Gas Field, Yinggehai Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(6): 140-150 (in Chinese with English abstract).
- [23] 王伟,宋渊娟,黄静,等. 利用高压压汞实验研究致密砂岩孔喉结构分形特征[J]. 地质科技通报,2021,40(4):22-30,48.
Wang W, Song Y J, Huang J, et al. Fractal characteristics of pore-throat structure in tight sandstones using high-pressure mercury intrusion porosimetry[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(4): 22-30, 48 (in Chinese with English abstract).