

注采压差对双水平井 SAGD 开发的影响

刘昊¹, 程林松^{1*}, 熊浩^{1*}, 黄世军¹, 余恒², 兰翔¹, 黄潇¹

1 中国石油大学石油工程教育部重点实验室, 中国石油大学(北京), 北京 102249

2 西南石油大学, 成都 610500

* 通信作者, lscheng@cup.edu.cn, xionghao19912010@gmail.com

收稿日期: 2016-08-19

国家重大科技专项“油砂SAGD开发地质油藏评价及方案优化技术”(2016ZX05031-003-005)和“超稠油水平井蒸汽驱技术政策及溶剂改善超稠油汽驱效果技术研究”(2016ZX05012-005-004)联合资助

摘要 针对具有一定厚度的、整装的特稠油油藏, 蒸汽辅助重力泄油(SAGD)相比于其他热采方法, 开发效果更好。目前研究认为SAGD主要通过重力机理开采稠油而忽略了注采压差对SAGD开发的影响, 导致矿场预测误差较大。本文针对这个问题, 对SAGD生产过程中的注采压差进行了详细研究, 基于加拿大Mackay River和Dover区块地质参数, 建立地质模型, 研究了注采压差对采油速度、SAGD开发稳产时间、蒸汽腔上升阶段及蒸汽腔横向扩展阶段的影响。结果表明: 注采压差在SAGD开发过程中起重要作用, 随着注采压差的增大, 采油速度呈现先快速增加后增速变缓的趋势; 在蒸汽腔上升初期, 腔体呈扇形, 一段时间后呈近似六边形; 蒸汽腔到达油层顶部并不一定出现最大泄油速度, 最大泄油速度一般在蒸汽腔到达油层顶部一段时间之后出现; 注采压差影响着蒸汽腔上升扩展角的变化, 而扩展角决定着蒸汽腔上升时的波及范围; 注采压差在蒸汽腔上升阶段起着重要作用, 而在其横向扩展阶段作用开始减弱。因此在现场实践中, SAGD生产前期可以适当提高注采压差, 而在蒸汽腔横向扩展阶段适当的减少注采压差, 这样可以降低发生汽窜的概率, 从而达到最优经济效益。

关键词 稠油; SAGD; 注采压差; 蒸汽腔扩展角

0 引言

随着全球常规油气资源的减少, 为了满足石油需求, 目前人们对高粘稠油的需求量开始逐渐增加。由于高粘稠油粘度大, 开发难度高, 相比于常规开采方法, SAGD是一项开采特稠油及超稠油油藏较成功的技术^[1-4]。Butler于1981年提出蒸汽辅助重力泄油(SAGD)^[5-9]后, 目前全世界数10个SAGD项目正处于运行、建设或计划阶段^[10]。实践证明, SAGD在现场应用中仍存在技术难题。例如, 矿场数据表明, SAGD生产过程中泄油机理不仅仅是重力泄油, 注采压差也对开发起着重要作用。Adegbesan^[11]于1991年通过分析SAGD矿场试验数据发现: SAGD开采前

期主要靠注采井间压差驱替受热稠油, 然后才是重力泄油逐渐占主导作用。Edmunds^[12]于1993年提出Subcool(SAGD生成过程中注采井间的温度差)概念, 认为因汽液界面产生的注采压差对生产起着重要作用。Ito^[13]于1996年指出SAGD开采过程中还存在压差驱替作用。Ali^[14]于1997年对SAGD开采过程的重力泄油机理提出质疑, 他指出在开采过程中, SAGD开采机理比Butler想象的更加复杂。Kisman^[15]于2003年提出人工举升在SAGD生产中起着重要的作用, 因为它可以决定生产井上部的Subcool及生产井压力, 从而影响SAGD开发效果。Yuan^[16]于2013年提出了表征(SAGD生产过程中注采井间的温度差)Subcool产液量与汽液界面的理论公式, 他认为SAGD不仅仅靠

引用格式: 刘昊, 程林松, 熊浩, 黄世军, 余恒, 兰翔, 黄潇. 注采压差对双水平井SAGD开发的影响. 石油科学通报, 2016, 03: 363-375

LIU Hao, CHENG Linsong, XIONG Hao, HUANG Shijun, YU Heng, LAN Xiang, HUANG Xiao. The effects of injector-producer pressure difference on dual-well SAGD recovery. Petroleum Science Bulletin, 2016, 03: 363-375. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.03.031

重力泄油,注采压差也起着重要作用。陈元千^[7]于2015年对Butler产能公式提出质疑,认为注采压差对SAGD泄油起着不可忽略的作用。虽然这些研究人员都认为注采压差在SAGD开采过程中起着重要的作用,但是他们仅仅简单地描述了这一现象,而没有针对该现象做深入研究。

本文基于加拿大Mackay River和Dover区块地质参数,设计并建立了地质模型,开展了不同注采压差条件下SAGD开发的数值实验。分别研究了注采压差对采油速度、SAGD开发稳产时间、蒸汽腔上升阶段及蒸汽腔横向扩展阶段的影响。

1 地质模型建立

基于Butler沿程均匀吸汽假设^[5],以加拿大Mackay River和Dover区块的SAGD先导试验区单个双水平井井组地质参数为基础,利用热力采油油藏数值模拟软件CMG-STARs建立网格数为 $3 \times 90 \times 31$ 的双水平井SAGD模型,其中单网格尺寸为 $1 \times 1 \times 1$ m,注采井垂向间距为6 m,油藏地质模型某一垂直剖面如图1所示。油藏的岩石物性、流体物性以及其它注汽参数如表1所示,油水相渗曲线和稠油粘温曲线如图2所示。

2 注采压差对SAGD开发影响

2.1 注采压差对采油的影响

在研究注采压差对SAGD开发影响的过程中,注采压差的稳定是一个关键问题。通过对比不同的工作制

度,得出当工作制度设定为最大注汽压力及最小生产压力时,可以实现注采压差的稳定。通过改变注汽井压力或者生产井压力可以获得不同的注采压差。但是当改变注汽压力时,因数值计算过程中蒸汽温度往往很难控制,在保持相同干度的前提下,蒸汽温度一般会随着注汽井压力的增加而增加。因此,本文主要通过改变生产井井底压力来实现不同的注采压差,根据已有的矿场实

表1 油藏模型参数

Table 1 Reservoir simulation input parameters

油藏模型参数	数值
油藏尺寸	$3 \times 90 \times 31$ m
油藏温度	25.7 °C
含油饱和度	83%
含水饱和度	17%
油藏厚度	31 m
油藏边界	45 m
水平渗透率	3 400 mD
垂直渗透率	2 000 mD
孔隙度	36%
岩石热容	1.138 kJ/(kg·°C)
水热容	4.2 kJ/(kg·°C)
油热容	2.2 kJ/(kg·°C)
盖层热容	2 530 kJ/(m ³ ·°C)
岩石热导率	450 kJ/(m·day·°C)
水热导率	55.3 kJ/(m·day·°C)
油热导率	8.035 kJ/(m·day·°C)
盖层热导率	148 kJ/(m·day·°C)
蒸汽温度	250 °C
蒸汽干度	0.95

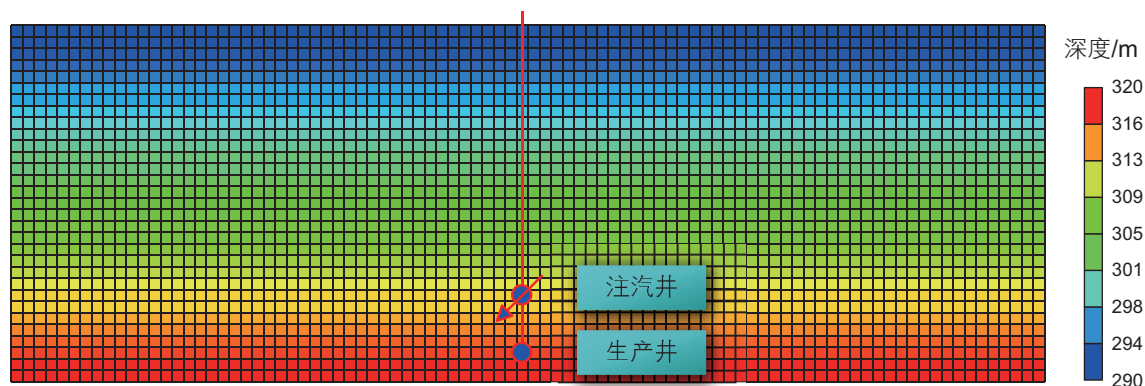


图1 油藏地质模型某一垂直剖面

Fig. 1 Vertical section of reservoir geological model

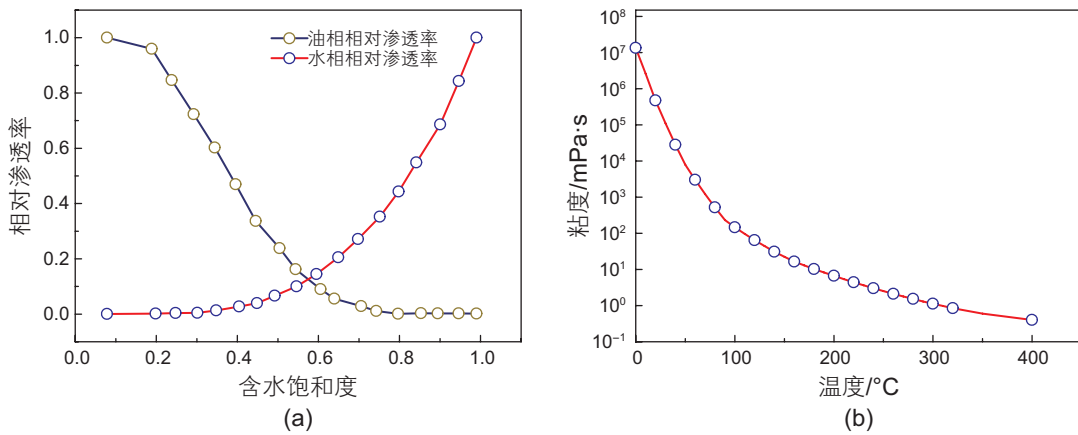


图 2 水油相对渗透率曲线和稠油粘温曲线

Fig. 2 Rel-perm curve and viscosity-temperature curve for CMG simulation

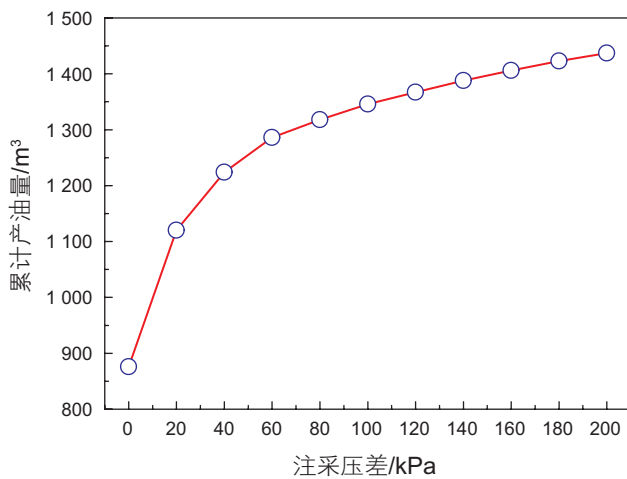


图 3 累计采油量与压差关系曲线

Fig. 3 The curve of the cumulative oil production with pressure difference

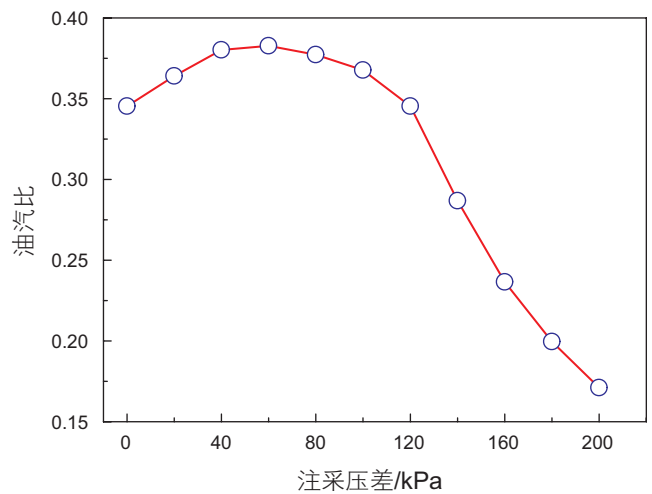


图 4 油汽比与注采压差关系曲线

Fig. 4 The curve of the oil-steam ratio with pressure difference

践，注采压差研究范围设定为 0~200 kPa。

以蒸汽腔到达油藏边界为截止条件，图 3 所示为累计采油量随注采压差变化的关系。从图 3 可以看出，随着注采压差的增大，累计产油量呈现出先快速增加，后增幅逐渐变缓的趋势。

图 4 表示了油汽比与注采压差的对应关系。从图 4 中可以看出，随注采压差的增大，油汽比呈现出先增加后减小的趋势，并且在注采压差为 60 kPa 时达到顶值。这主要是由于随着注采压差的持续增大，注采井间开始出现汽窜，从而造成蒸汽的大量浪费，因此在现场调控时，注采压差存在一个最优值。

图 5 为驱替产油量占纯重力产油量的比值随注采压差变化关系曲线，其中纯重力泄油为压差为 0 kPa 时的累计产油量，驱替产油量为压差不为 0 kPa 时的

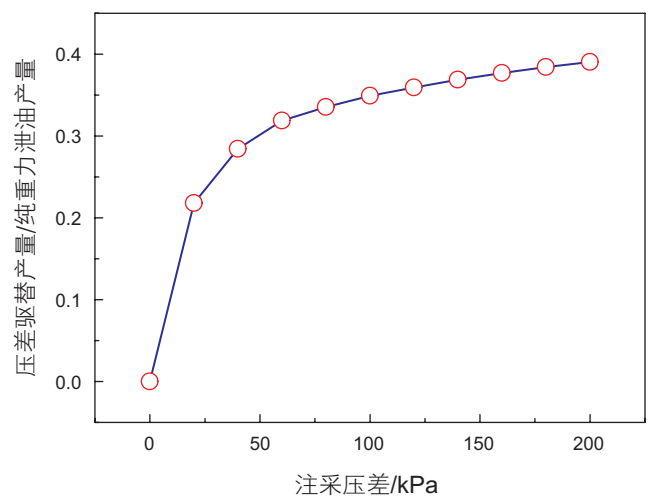


图 5 驱替产油量占纯重力产油量随注采压差变化关系曲线

Fig. 5 The curve of the flooding oil production accounting for gravity oil production with pressure difference

累计产油量与纯重力泄油的累计产油量之差。由图5可见,随着注采压差的增加,因压差驱替增加的累计采油量占纯重力累计采油量的比重不断增加,说明注采压差在SAGD生产过程中起着显著的作用。

2.2 注采压差对稳产时间的影响

在研究SAGD垂向剖面时,SAGD生产过程一般划分为3个阶段,其划分方式主要有2种(如图6所示)。第1种是根据蒸汽腔发育阶段来划分,即蒸汽腔上升阶段,蒸汽腔到达油层顶部后的横向扩展阶段,以及蒸汽腔到达油层边界后的下降阶段^[18-19];第2种是根据日采油速度曲线来划分,即产能上升阶段,稳产阶段,以及下降阶段^[20-21]。最早Butler^[6-8]假设蒸汽腔上升形状保持不变,即以近似于扇形形状上升。后来Resis^[22]在Butler的基础上做了进一步简化,假设蒸汽腔上升形状近似于一个倒三角。Butler认为当蒸汽腔到达油层顶部后,泄油高度达到最大,此时泄油速度出现最大值。然而,很多实验和数值模拟研究发现,蒸汽腔上升阶段先以近似于扇形后来逐渐以近似六边形的形状上升^[18-19,20,23]。因此,当蒸汽腔到达油层顶部时,不一定会出现最大泄油速度。

图7为稳产阶段开始时间(最大泄油速度开始时间)与注采压差关系曲线。从图中可以看出:随着注采压差的增大,蒸汽腔到达油层顶部的时间随注采压差的增加而不断减少,同时稳产阶段开始的时间也逐步提前,但是随着注采压差的继续增大,稳产阶段提前出现的趋势开始逐渐变缓。

图8为稳产阶段结束时间与注采压差关系曲线。

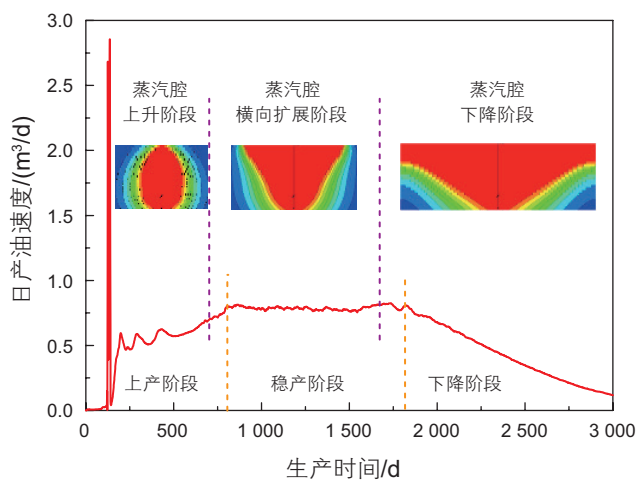


图6 SAGD阶段划分示意图

Fig. 6 Schematic diagram of SAGD phasing

从图中可以看出:随着注采压差的增大,蒸汽腔到达油层边界的时间开始提前,同时稳产结束时间也同稳产开始时间表现出同样的规律,呈现出提前先明显后变缓的趋势。

图9为稳产时间与注采压差关系曲线。从图中可以看出:虽然随着注采压差的不断增大,稳产开始时间与结束时间均提前,但是整个生产阶段稳产时间呈增加趋势,并且表现出前期增加快后期增加慢的趋势。

图10为采用数值模拟计算获得的蒸汽腔形状随时间的变化图。可见,当生产时间为200天时,蒸汽腔上升形状近似于Butler所描述的扇形;当生产时间到达400天时,蒸汽腔上升形状近似为六边形;之后保持以近似于六边形上升,到达油层顶部时呈现为点接触。而Butler假设其为线接触,因此当蒸汽腔到达油层顶部后,仍需要一段时间才会出现最大泄油速度。图11为Butler关于蒸汽腔随时间变化的物理实验图^[6],忽略实验中的误差,该实验图再一次证明蒸汽腔上升形状开始以扇形,然后是六边形。从图6中可以看出:蒸汽腔到达油层顶部的时间为第630天,而最大泄油速度出现的时间为第800天左右,最大泄油速度延迟了170天左右。总之,蒸汽腔到达油层顶部时,并不一定出现最大泄油速度,最大泄油速度往往会在蒸汽腔到达油层顶部一段时间后才出现。

综上可得,注采压差对SAGD开发过程中的稳产时间起着重要的作用,表现为随着注采压差的增大,稳产时间逐渐增大,但增大趋势呈现出先快后慢的特点。因此,在现场调控时,控制合理的注采压差可以

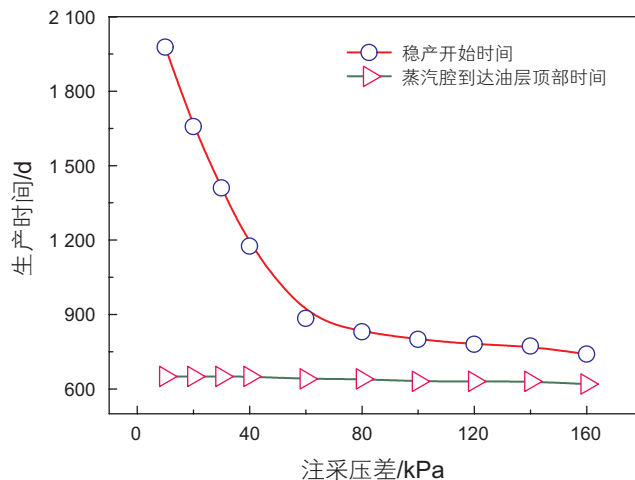


图7 稳产开始时间与注采压差关系曲线

Fig. 7 The curve of the stable starting time with pressure difference

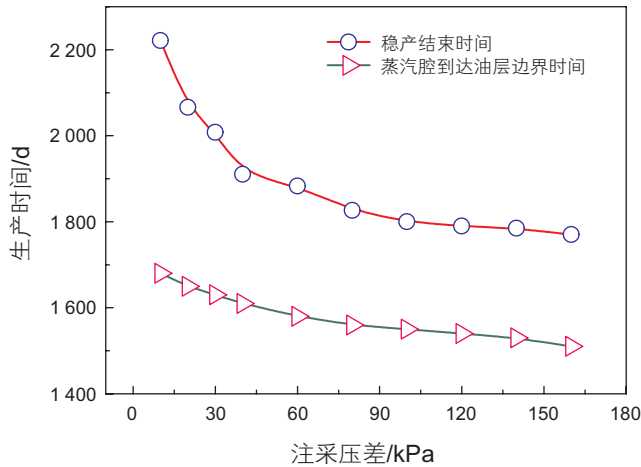


图 8 稳产结束时间与注采压差关系曲线
Fig. 8 The curve of the stable ending time with pressure difference

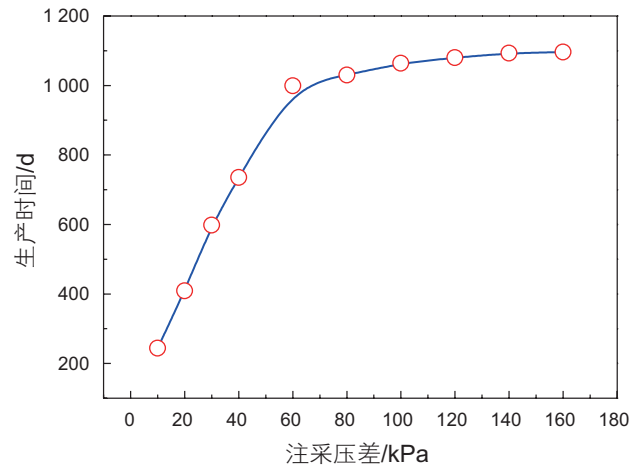


图 9 稳产时间与注采压差关系曲线
Fig. 9 The curve of the stable production time with pressure difference

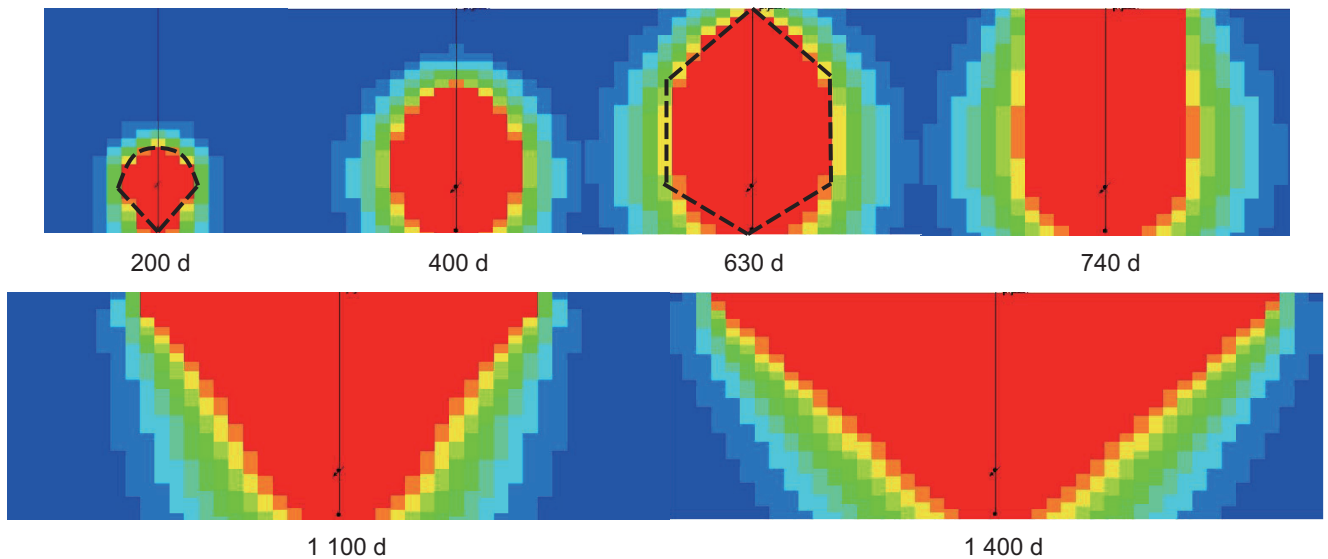


图 10 蒸汽腔形状随时间变化图
Fig. 10 Shape of steam chamber with time

得到较高的采油速度，同时能够延长开发的稳产时间。

2.3 注采压差对蒸汽腔上升阶段的影响

图 12 为不同注采压差条件下的日产油速度曲线。从蒸汽腔上升阶段产油曲线(图 12 中 A 区域)可以看出，随着注采压差的增大，蒸汽腔上升阶段日产油速度也不断增加，并且注采压差在 0~60 kPa 时，采油速度增加趋势较快，而压差大于 60 kPa 后产油速度增幅变缓。

图 13 为不同注采压差下蒸汽腔上升阶段扩展角变化示意图。在以往的研究中，Butler 假设蒸汽腔上升

扩展角为定值^[5]。但是从图 13 中可以看出：随着注采压差的增大，蒸汽腔上升扩展角也在不断变大，其中 0~60 kPa 时随着注采压差的增加，蒸汽腔上升扩展角变化明显，大于 60 kPa 以后蒸汽腔上升扩展角增加趋势变缓。

根据图 12 和图 13 可以发现：注采压差主要通过改变蒸汽腔上升扩展角来增加蒸汽腔的波及范围，但是注采压差增加到一定程度时，蒸汽腔扩展角增加趋势开始变缓。体现在日产油速度上为：前期随注采压差的增加，采油速度增加趋势明显，后期随着注采压差继续增大，采油速度增加趋势变缓。

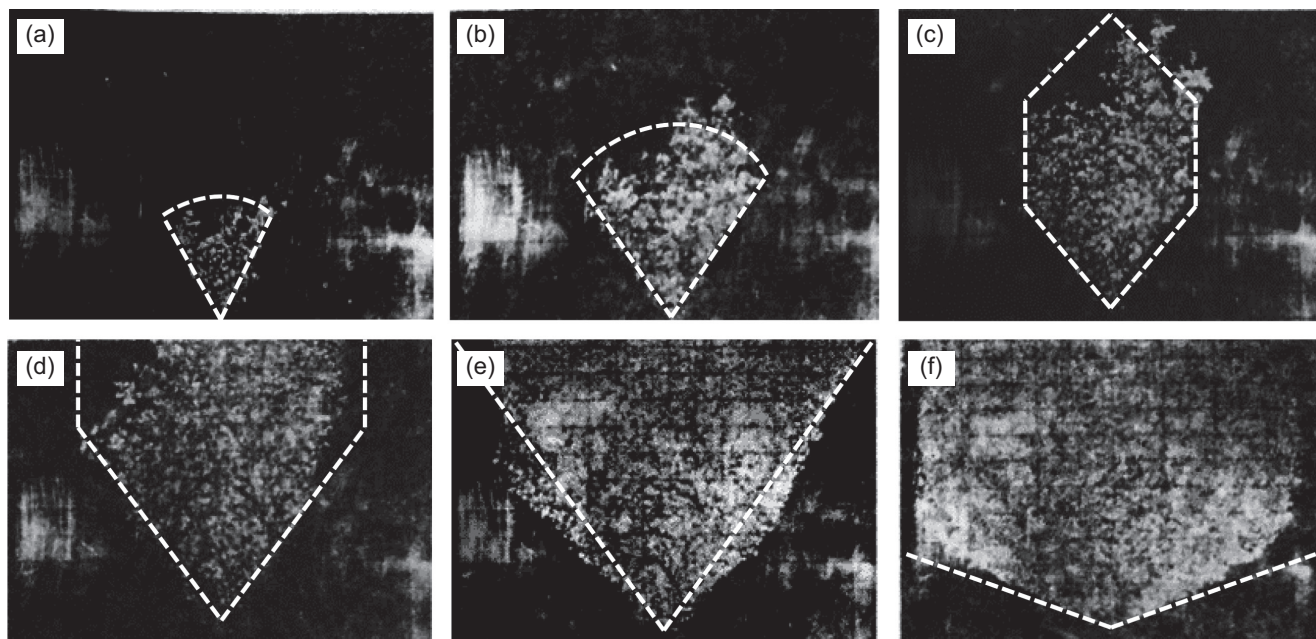


图 11 蒸汽腔形状随时间变化图

Fig. 11 Shape of steam chamber with time

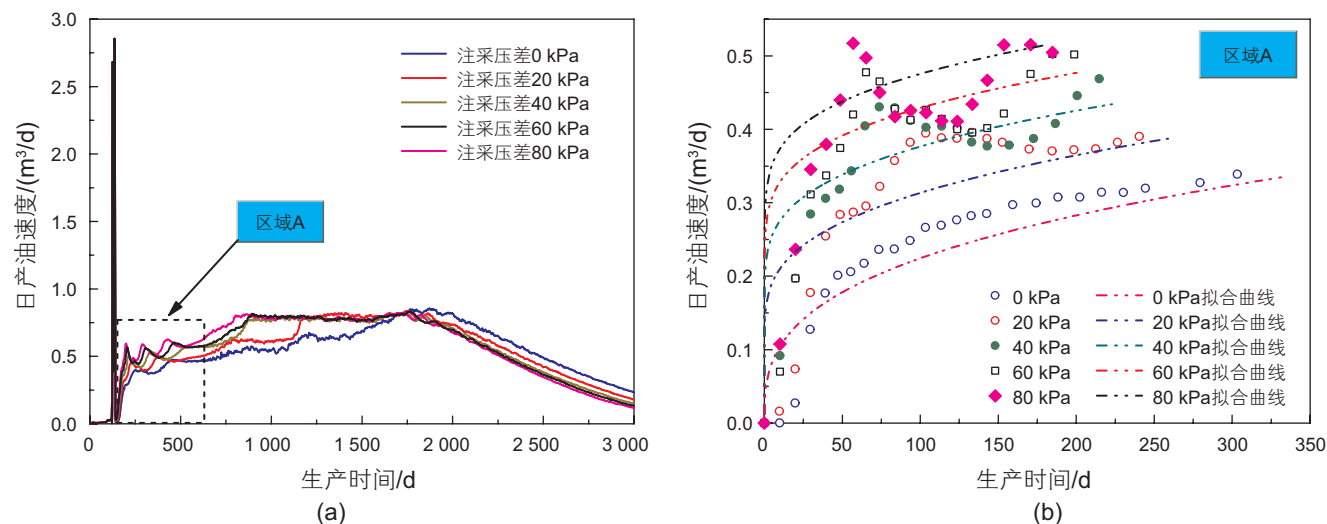


图 12 不同注采压差下的日产油速度曲线

Fig. 12 The curve of daily oil production with different pressure differences

2.4 注采压差对蒸汽横向扩展阶段的影响

为了研究注采压差对蒸汽横向扩展的影响,在蒸汽腔上升阶段,以相同的注采压差进行生产,到达油层顶部后以改变注采压差生产。不同工况下详细的注采压差参数如表 2 所示,模拟结果如图 14 和图 15 所示。

在蒸汽腔上升阶段,工况 1~4 均以 80 kPa 的注采压差进行生产,到达油层顶部后改变工况 2、工况 3 和工况 4 的注采压差。对比图 14 中工况 1 和工况 2 日

产油曲线可以看出,将注采压差改为 0 kPa 后,日产油速度明显下降;但是对比工况 1 和工况 4 可以看出:将注采压差由 80 kPa 改为 40 kPa 后,日产油速度曲线基本相同。从累计产油量曲线(图 15)可以看出:工况 1 和工况 4 的累计产油量曲线差别不大,但是工况 1 和工况 2 差别明显。因此可以认为:注采压差在蒸汽腔横向扩展阶段对 SAGD 开发作用仍然起着积极作用,但是相比于蒸汽腔上升阶段,其作用相对较弱。这一结论符合 Adegbesan^[11]的观点,即注采压差在 SAGD

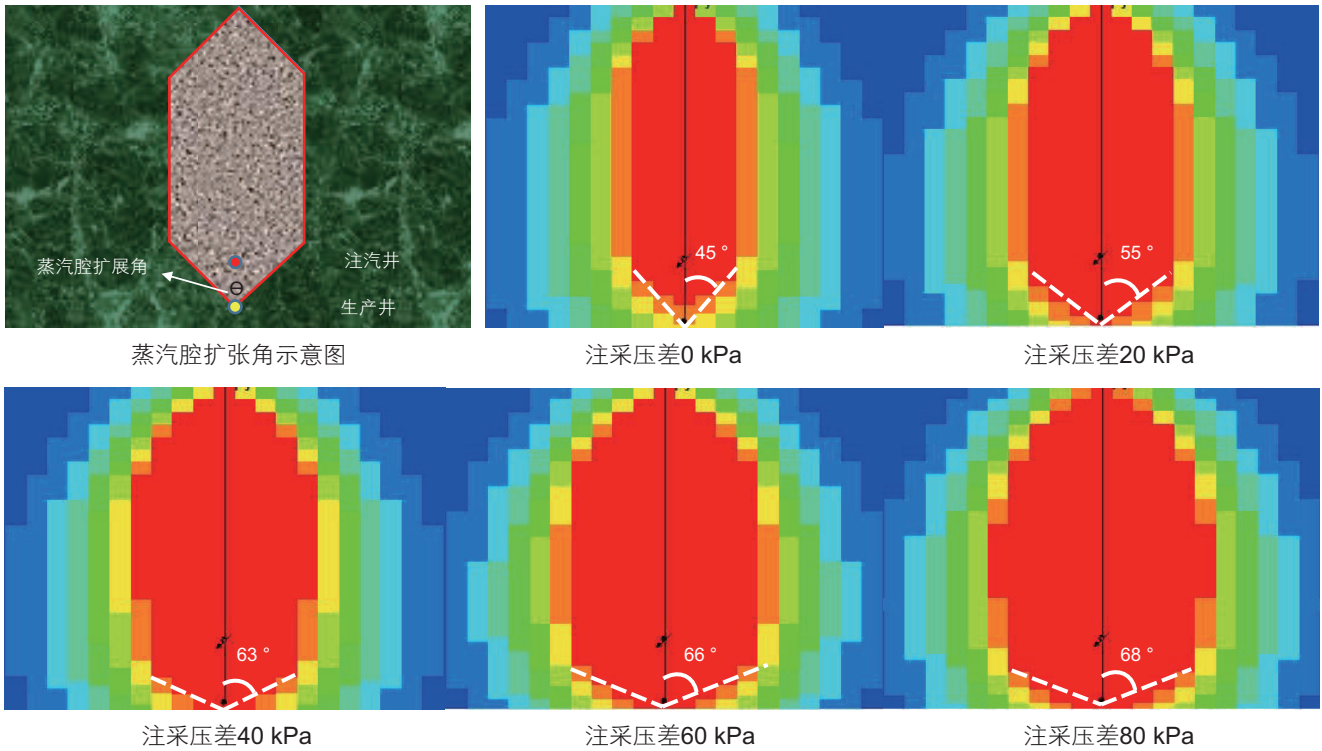


图 13 蒸汽腔扩张角随压差变化示意图

Fig. 13 Shape of steam chamber expansion angle with pressure difference

表 2 不同工况注采压差参数

Table 2 Pressure difference for different operation condition

工况	上升阶段注采压差/kPa	横向扩展阶段注采压差/kPa
1		80
2	80	0
3		10
4		40

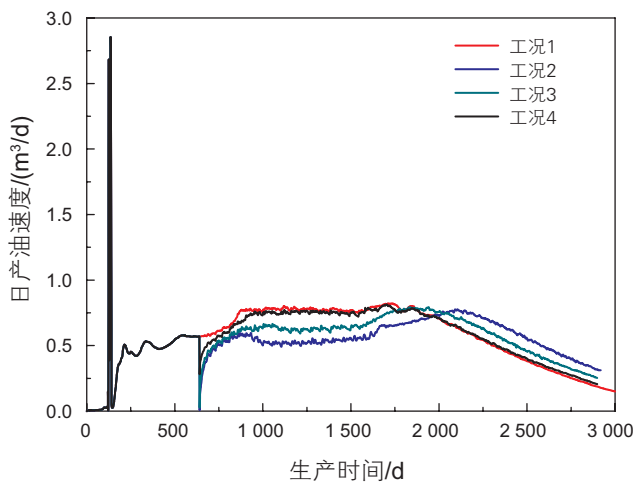


图 14 采油速度与注采压差关系曲线

Fig. 14 The curve of daily oil production with the pressure difference

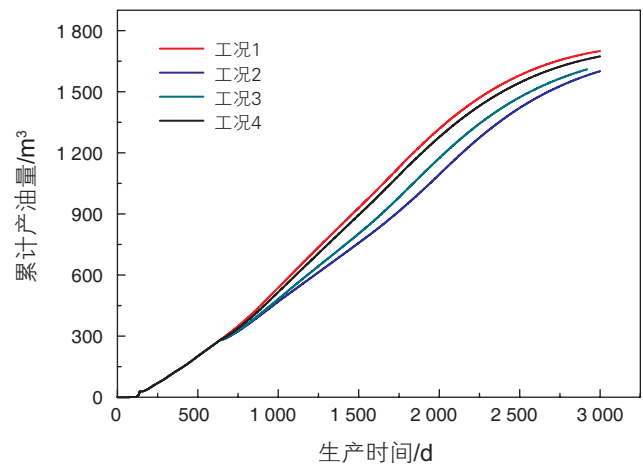


图 15 累计采油量与注采压差关系曲线

Fig. 15 The curve of cumulative oil production with the pressure difference

开采前期占主要作用,后期作用开始减少,重力泄油开始逐渐占主导作用。

图16为蒸汽腔形状随注采压差的变化示意图。从图中可以看出:蒸汽腔上升阶段,随着注采压差的增大,蒸汽腔扩展角也不断增大。但从图16中白线以下部分可以看出,蒸汽腔上升阶段的扩展角在其横向扩展阶段变化并不大。而从白线以上部分可以看出:注采压差对蒸汽腔顶部横向扩展的速度影响不是很大。

综上可以得出:注采压差在蒸汽腔上升阶段起着重要的作用,在横向扩展阶段作用开始减弱。因此,在现场调控时,应结合地层情况,选择正确的前期注采压差,并在蒸汽腔到达油层顶部后适当的减小压差,降低汽窜概率,节约成本,从而达到最优的经济效益。

3 分析与讨论

注采压差对采油速度和蒸汽分布有着显著影响,而造成这些影响的本质是:在蒸汽腔上升阶段,注采压差通过改变蒸汽腔上升扩展角的大小来影响蒸汽分布规律,从而影响SAGD的开发效果。

图17为注采压差与扩展角的关系曲线图。可以从图中看出:随注采压差的增加,扩展角表现为先快速增加后增速变缓的趋势,并且注采压差与扩展角具有较好的二次函数关系:

$$\theta(\Delta P) = -0.00375\Delta P^2 + 0.585\Delta P + 45 \quad (1)$$

其中 θ 为上升蒸汽腔扩展角,°; ΔP 为注采压差, kPa。

图18为蒸汽腔形状在上升阶段的示意图。如图所

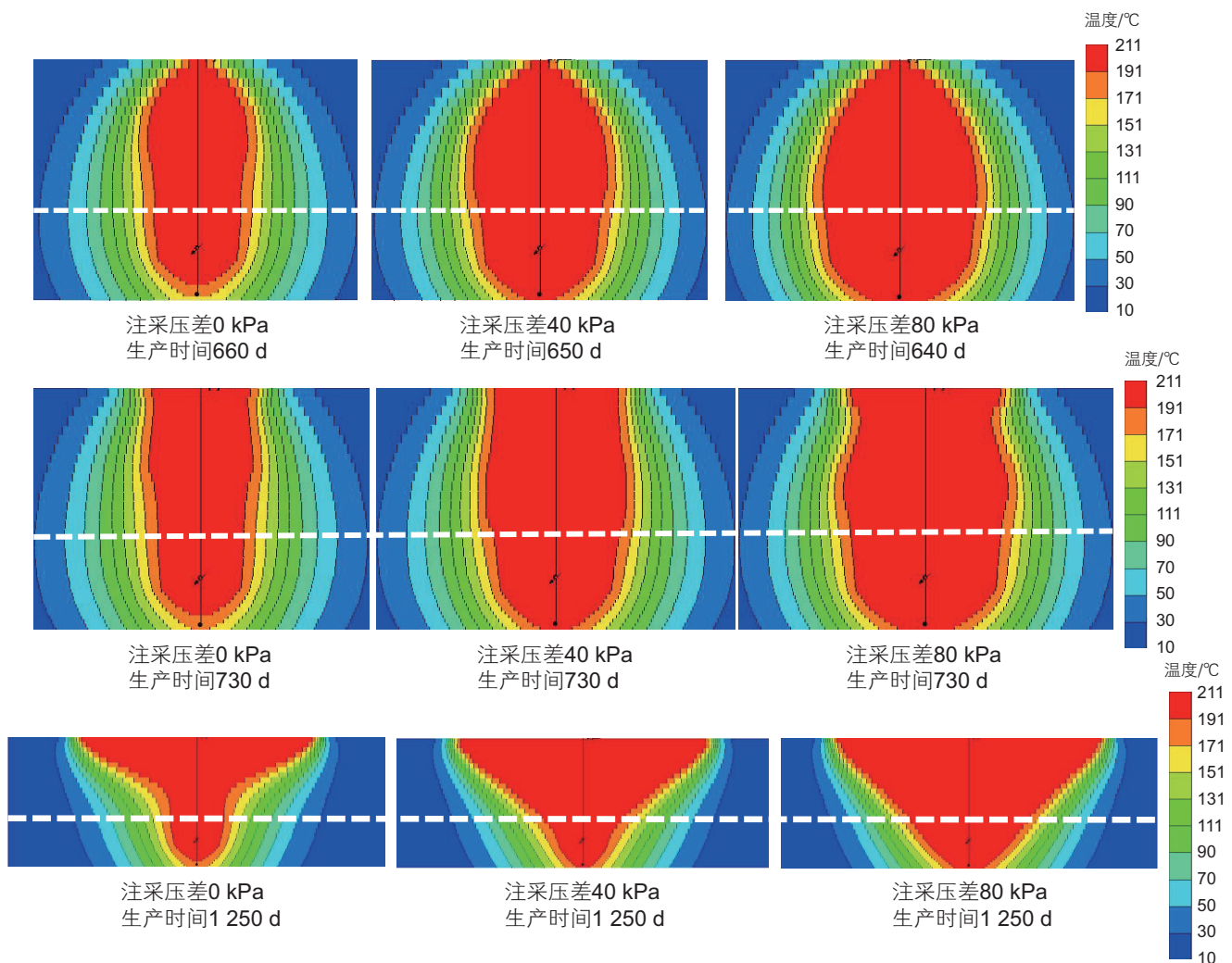


图16 不同注采压差下蒸汽腔变化示意图

Fig. 16 Schematic diagram of steam chamber with different pressure differences

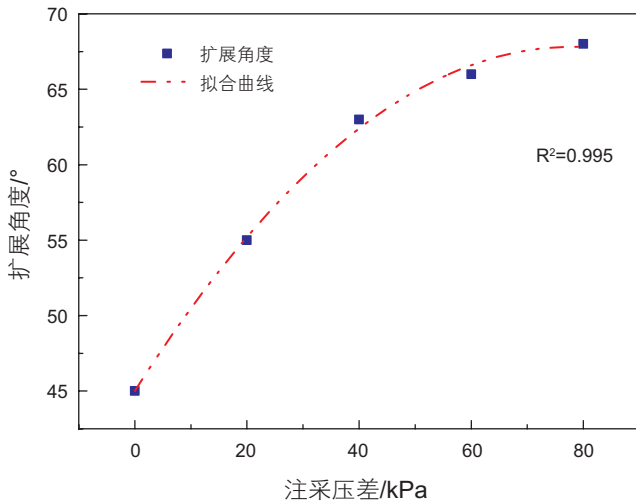


图 17 注采压差与扩展角拟合曲线
Fig. 17 The fitting curve of pressure difference and expansion angle

示, 蒸汽腔在上升阶段, 初期以 Butler 所描述的扇形形状上升, 一段时间后呈六边形上升。因此, 在蒸汽腔上升初期(A 区域), Butler 所假设的扇形形状仍然成立^[5], 但是在该公式中 Butler 假设蒸汽腔上升扩展角为定值^[5]。为考虑注采压差对上升扩展角的影响, 可以用式 (1) 修正 Butler 产能公式。

Butler 推导出的单位长度上一侧泄油速度^[5]为:

$$q = \sqrt{\frac{\beta K \phi \alpha \Delta S_o g h}{m v_s}} \quad (2)$$

其中 α —热扩散系数, m^2/d ; v_s —蒸汽温度下原油运动粘度, m^2/d ; m —无因次粘温相关指数; K —油层有效渗透率, μm^2 ; g —重力加速度, m/s^2 ; ϕ —油层孔隙度, %; ΔS_o —含油饱和度变化量, 无量纲; h —蒸汽腔高度, m ; β —有效压头系数值, 无量纲。

蒸汽腔上升初期(A 区域), 假设蒸汽腔上升过程与 Butler 扇形形状相似^[5], 累计产油量与单位面积的可动油和蒸汽腔高度平方的乘积成正比:

$$q_{cum} = \int_0^t q dt = \gamma(\theta) \phi \Delta S_o h^2 \quad (3)$$

其中 $\gamma(\theta)$ 由蒸汽腔形状确定。

对方程 (3) 进行时间微分, 然后联立方程 (2), 可以求出蒸汽腔高度 h 与时间 t 的函数关系:

$$h = \left(\frac{9 \beta}{4 \gamma(\theta)^2} \right)^{1/3} \left(\frac{K g \alpha}{m v_s \phi \Delta S_o} \right)^{1/3} t^{2/3} \quad (4)$$

将方程 (4) 带入方程 (3) 中, 可以得到 A 区域累计

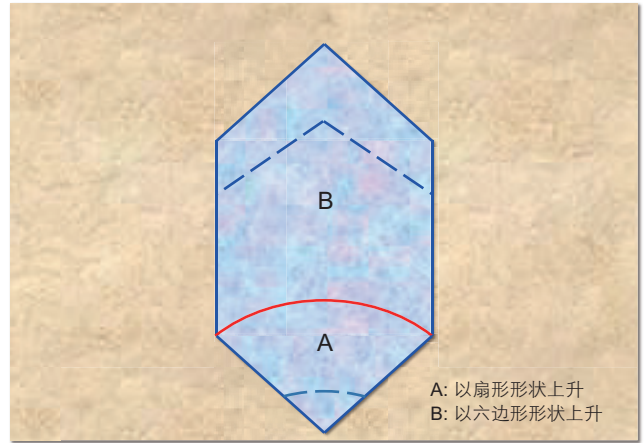


图 18 蒸汽腔上升示意图
Fig. 18 Schematic diagram of rising steam chamber

表 3 模型输入参数

Table 3 Main inputs for model

参数	单位	数值
含油饱和度	%	83
残余油饱和度	%	23
油藏厚度	m	31
渗透率	mD	2 000
孔隙度	%	36
热扩散系数	m^2/d	0.04
蒸汽温度下原油运动粘度	m^2/d	0.2
生产压差	kPa	0,20,40,60,80

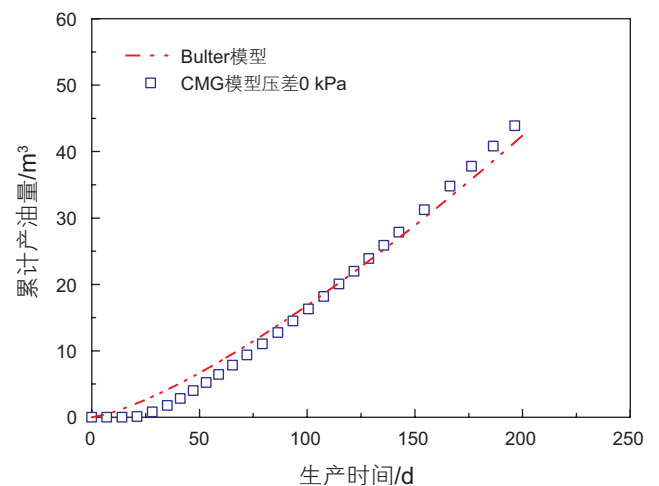


图 19 压差为 0 kPa 时累计产油量拟合曲线
Fig. 19 The fitting curve of cumulative oil production when pressure difference is 0 kPa

产油量与时间的函数关系:

$$q_{\text{cum}} = \gamma(\theta)\phi\Delta S_o \left(\frac{9}{4} \frac{\beta}{\gamma(\theta)^2} \right)^{2/3} \left(\frac{Kg\alpha}{mv_s\phi\Delta S_o} \right)^{2/3} t^{4/3} \quad (5)$$

模型输入参数如表3所示。

图19为Butler模型的累计产油量拟合曲线,可以看出:当注采压差为0 kPa时,Butler模型与CMG-STARS模型计算结果拟合效果较好。但是正如前文所述,双水平井SAGD生产过程中注采压差对扩展角有着显著作用,从而对累计采油量也会造成影响。因此,如果继续用Butler的模型预测产能,将会产生较大误

差。图20~22为不同注采压差下修正后的Butler模型与CMG-STARS模型的累计采油量拟合曲线,可以看出:修正后的Butler模型拟合效果较好,而Butler原模型预测误差较大。但是从图23中可以看出:当压差大于80 kPa后,修正模型计算曲线也与数值曲线发生了较大偏差,其原因是压差过大开始出现汽窜,因此本模型的最优压差为60 kPa左右。

综上所述,注采压差是影响SAGD早期生产的重要参数,是进行SAGD技术经济优化的关键。此外,基于当前低油价的国际原油市场形势,为了进一步提高稠油油藏开发效果,国内外已经开展了溶剂等

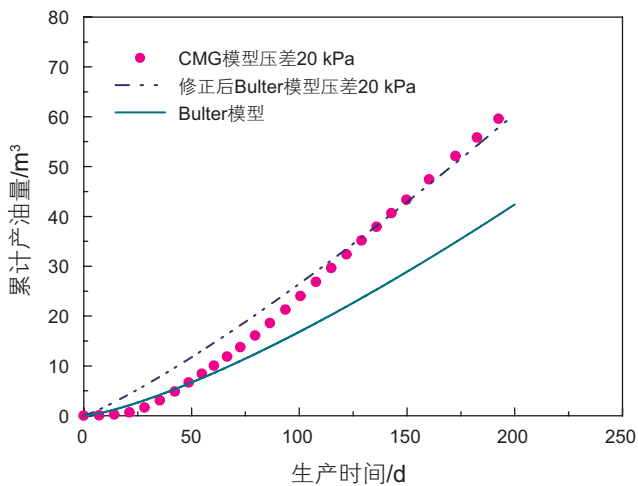


图20 压差为20 kPa时累计产油量拟合曲线

Fig. 20 The fitting curve of cumulative oil production when pressure difference is 20 kPa

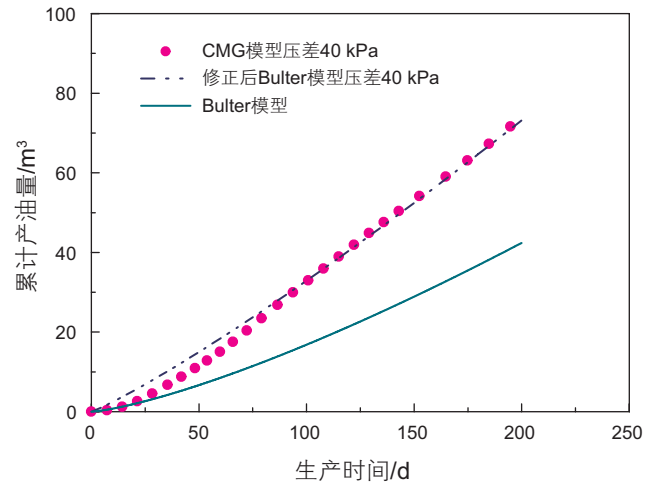


图21 压差为40 kPa时累计产油量拟合曲线

Fig. 21 The fitting curve of cumulative oil production when pressure difference is 40 kPa

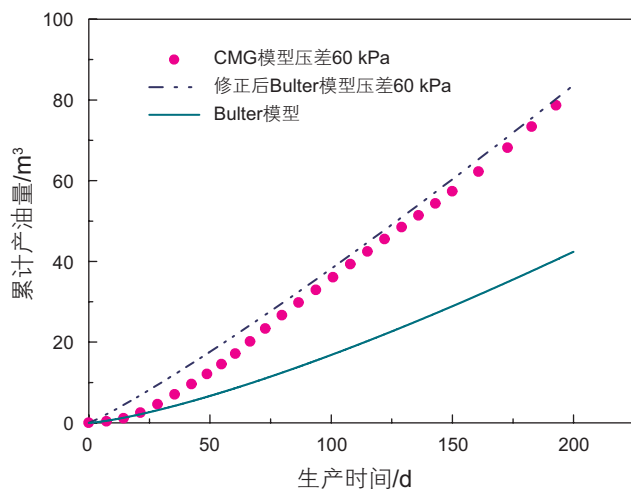


图22 压差为60 kPa时累计产油量拟合曲线

Fig. 22 The fitting curve of cumulative oil production when pressure difference is 60 kPa

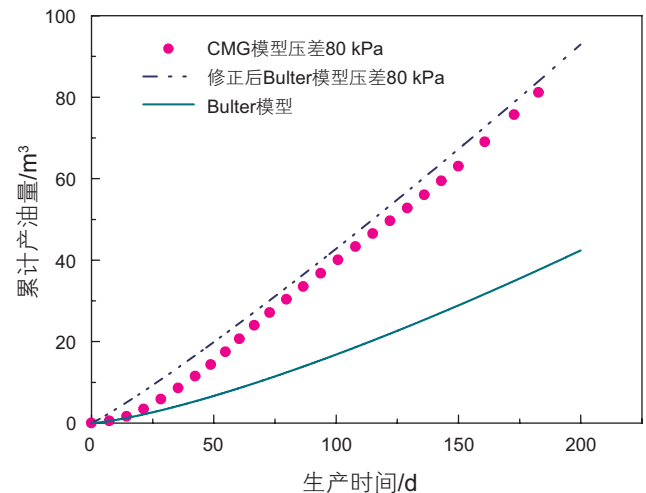


图23 压差80 kPa时理论累计产油量曲线

Fig. 23 The fitting curve of cumulative oil production when pressure difference is 80 kPa

辅助强化 SAGD 的矿场试验。这些强化 SAGD 开发方式的经济效益(尤其是开发早期)对注采参数更加敏感^[24-25]。注采压差作为重要的注采参数,有必要在强化 SAGD 的方案设计和矿场试验中得到充分重视,而本文的研究方法也可以为未来强化 SAGD 注采压差分析提供一定的指导。

4 结论

(1)注采压差在 SAGD 开发过程中起着重要作用。随着注采压差的增大,累计采油量呈现出先快速增加后增速变缓的趋势。

(2)基于数值模拟和实验研究,对 Butler 形状上升理论提出修正,即蒸汽腔上升时,初期以近似于扇形形状上升,一定时间后以近似于六边形形状上升。

(3)蒸汽腔到达油层顶部并不一定出现最大泄油速度,最大泄油速度一般会在蒸汽腔到达油层顶部后一段时间才会出现,同时注采压差有助于增加 SAGD 开发的稳产时间。

(4)随着注采压差的增大,蒸汽腔上升扩展角也会增大,但是其增加趋势会逐渐变缓。

(5)注采压差在蒸汽腔上升阶段起着重要作用,在蒸汽腔横向扩展阶段,其作用逐渐减弱。因此,现场

操作时,SAGD 生产前期可以适当地增加注采压差,横向扩展阶段可以适当地减少注采压差,降低汽窜概率,节约成本,从而达到最优的经济效益。

附录 A:

Butler 的 SAGD 实验模型尺寸为 $36 \times 26 \times 2.5$ cm,并且正面和背面都是透明,以便于观察蒸汽腔发育。原油来自于加拿大冷湖,采用粗粒砂填充,在这个模型中,注汽井和生产井为同心管柱,注汽井和生产井位于模型底部中心,注汽井在生产井上方 2 cm,详细参数如表 1-A 所示。

表 1-A 油藏原型与比例模型参数转换表

Table 1-A Parameter conversion table of oil reservoir prototype and scale model

参数	原型	模型
渗透率/ m^2	0.75×10^{-12}	3×10^{-9}
运动粘度/ (m^2/d)	0.52	11
孔隙度 \times 含油饱和度	0.21	0.4
粘度指数	3.4	4.2
油层厚度/m	27.5	0.23
蒸汽温度/ $^{\circ}C$	200	97
热扩散系数/ (m^2/d)	0.056	0.056
油层宽度/m	21.5	0.18

参考文献

- [1] 杨立强,陈月明,王宏远,等.超稠油直井-水平井组合蒸汽辅助重力泄油物理和数值模拟[J].中国石油大学学报(自然科学版),2007,31(4):64-69.[YANG L Q, CHEN Y M, WANG H Y, et al. Physical and numerical simulation of steam assisted gravity drainage with vertical and horizontal well combination in extra heavy oil reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007, 31(4): 64-69.]
- [2] 鹿腾,李兆敏,孙晓娜,等.泡沫辅助 SAGD 开发特征[J].中国石油大学学报(自然科学版),2014,38(3):93-98.[LU T, ZHAO M L, SUN X N, et al. Characterization of foam assisted SAGD process[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2014, 38(3): 93-98.]
- [3] 高永荣,刘尚奇,沈德煌,等.氮气辅助 SAGD 开采技术优化研究[J].石油学报,2009,30(5):717-721.[GAO Y R, LIU S Q, SHEN D H, et al. Optimization of N_2 injection technology during steam assisted gravity drainage process[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(5): 717-721.]
- [4] 马德胜,郭嘉,管成,等.蒸汽辅助重力泄油改善汽腔发育均匀性物理模拟[J].石油勘探与开发,2013,40(2):188-193.[MA D S, GUO J, ZAN C, et al. Physical simulation of improving the uniformity of steam chamber growth in the steam assisted gravity drainage [J]. Petroleum exploration and development, 2013, 40(2): 188-193.]
- [5] BUTLER R M. Thermal recovery of oil and bitumen[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991.
- [6] BUTLER R M, STEPHENS D. The gravity drainage of steam-heated heavy oil to parallel horizontal wells[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1981, 20(02): 90-96.
- [7] BUTLER R M. Rise of interfering steam chambers[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1987, 26(03): 70-75.
- [8] BUTLER R M, MCNAB G S, LO H Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating[J]. Canadian Journal of Chemical Engineering, 1981, 59(4): 455-460.
- [9] BUTLER R M, STEPHENS D J, WEISS M. The vertical growth of steam chambers in the in-situ thermal recovery of heavy oils[C]. 30th Canada Chemical Engineering Conference, 1980.

- [10] DAS S K. Well bore hydraulics in a SAGD well pair[C]. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 1-3 November, Calgary, 2005.
- [11] ADEGBESAN K O, LEAUTE R P, COURTNAGE D E. Performance of a thermal horizontal well pilot[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 6-9 October, Dallas, 1991.
- [12] EDMUNDS N R. Investigation of SAGD steam trap control in two and three dimensions[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2000, 39(1): 267-277.
- [13] ITO Y, SUZUKI S. Numerical simulation of the SAGD process in the hangingstone oil sands reservoir[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1996, 38(9): 27-35.
- [14] ALI S M F. Is there life after SAGD?[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1997, 36(6): 20-23.
- [15] KISMAN K E. Artificial lift-a major unresolved issue for SAGD[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2003, 42(8): 39-45.
- [16] YUAN J Y, NUGENT D. Subcool, fluid productivity, and liquid level above a SAGD producer[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2013, 52(5): 360-367.
- [17] 陈元千. 对 Butler 双水平井 SAGD 产量公式的质疑[J]. 断块油气田, 2015, 22(4): 472-475. [CHEN Y Q. Question of SAGD production rate formula for Butler's double horizontal wells[J]. Fault Block Oil & Gas Field, 2015, 22(4): 472-475.]
- [18] HUANG S J, XIONG H, Wei S L, et al. Physical simulation of the interlayer effect on SAGD production in MacKay river oil sands[J]. Fuel, 2016, 183: 373-385.
- [19] WEI S L, CHENG L S, HUANG W J, et al. Prediction for steam chamber development and production performance in SAGD process[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2014, 19(7): 303-310.
- [20] LIU Z B, CHENG L S, JI Y J, et al. Production features of steam and gas push: Comparative analysis with steam assisted gravity drainage[J]. Petroleum Exploration & Development, 2011, 38(1): 79-83.
- [21] SUN X G, HE W J, HU X B, et al. Parameters optimization of different production stages by dual-horizontal well SAGD process for super-heavy oil reservoir[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(6): 697-699.
- [22] REIS J C. A steam assisted gravity drainage model for tar sands: Radial geometry[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1993, 32(8): 43-48.
- [23] YANG Y, HUANG S, LIU Y, et al. A multi-stage theoretical model to characterize the liquid level during steam assisted gravity drainage process[J]. SPE Journal. SPE-183630-PA, 2016.
- [24] KESHAVARZ M, OKUNO R, BABADAGLI T. A semi-analytical solution to optimize single-component solvent coinjection with steam during SAGD[J]. Fuel, 2015, 144: 400-414.
- [25] LEYVA G H, BABADAGLI T. Hot solvent injection for heavy oil/bitumen recovery from fractured reservoirs: An experimental approach to determine optimal application conditions[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(4): 2 780-2 790.

The effects of injector-producer pressure difference on dual-well SAGD recovery

LIU Hao¹, CHENG Linsong¹, XIONG Hao¹, HUANG Shijun¹, YU Heng², LAN Xiang¹, HUANG Xiao¹

1 MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Petroleum Institute, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

Abstract Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) provides many advantages compared to alternate thermal recovery methods for bitumen, especially for thick and intact reservoirs. Nowadays, most researchers believe that the gravity mechanism is the main driver in SAGD recovery, ignoring the injector-producer pressure difference, which makes the field prediction deviates from reality. To study this problem, this paper makes further investigation into the injector-producer pressure difference. Based on the geological parameters from the Mackay River and Dover reservoirs in Canada, a numerical geological model is established. Meanwhile, the effects of pressure difference on oil production rate, stable production time, rising steam chamber and steam chamber expansion were studied in depth. The results indicate that the pressure difference has a great impact on SAGD recovery and with increasing pressure difference, the oil production rate also increases, but the increasing trend is reduced. At the beginning of the rising steam chamber stage, the steam chamber is fan-shaped, and sometime later, the fan-shaped chamber becomes a hexagon chamber. The steam chamber reaching the cap-rock does not mean it will show the greatest oil production rate. Pressure difference plays an important role on the steam chamber expansion angle, and the expansion angle has a great

influence on the steam spreading range. The pressure difference has a significant impact on the steam rising stage, but at the steam expansion stage, its impact declines, so in the field, at the beginning of the SAGD recovery, it is better for us to increase the pressure difference and in the steam expansion stage, we can decrease the pressure difference to some degree, to avoid steam breakthrough and to improve economic returns.

Keywords bitumen; SAGD; injector-producer pressure difference; steam chamber expansion angle

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.03.031

(编辑 马桂霞)