

文章编号:1673-5005(2007)04-0064-06

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

杨立强^{1,2}, 陈月明¹, 王宏远², 田利²

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061; 2. 中石油 辽河油田公司, 辽宁 盘锦 124010)

摘要:研究了中深层超稠油油藏在直井蒸汽吞吐中后期,用直井注汽水平井采油的方式转蒸汽辅助重力泄油(steam assisted gravity drainage, SAGD)开发的机理。应用高温高压比例物理模拟方法,研究了水平井布于直井斜下方时 SAGD 蒸汽腔的形成和扩展过程。结果表明,转 SAGD 的初期以蒸汽驱动作用为主并逐步向重力泄油作用过渡,并可划分为蒸汽吞吐预热、驱替泄油、稳定泄油、衰竭开采 4 个开采阶段。利用数值模拟优选了布井方式、井网井距、水平井段长度、转 SAGD 时机和注采参数。该模拟方法在辽河油田杜 84 块超稠油油藏开发中取得了较好的现场试验效果。

关键词:SAGD; 超稠油; 物理模拟; 数值模拟; 蒸汽吞吐

中图分类号:TE 357.44

文献标识码:A

physical and numerical simulation of steam assisted gravity drainage with vertical and horizontal well combination in extra heavy oil reservoir

YANG Li-qiang^{1,2}, CHEN Yue-ming¹, WANG Hong-yuan², TIAN Li²

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061,

Shandong Province, China;

2. Liaohe Oilfield of PetroChina, Panjin 124010, Liaoning Province, China)

Abstract: The recovery mechanism was studied for the steam assisted gravity drainage (SAGD) process as a follow-up process after production by cyclic steam stimulation (CSS) in a medium deep and extra heavy oil reservoir using combined vertical injectors and horizontal producers. A high pressure and high temperature scaled physical model was used to study the formation and growth process of the steam chamber during SAGD experiment, with horizontal wells placed below the vertical wells at the offset distance. It is shown that the recovery mechanism is gradually transited to gravity drainage from an initial steam displacement after switching from CSS to SAGD. The entire recovery process can be divided into four stages, including preheating by steam stimulation, steam displacement, stabilized gravity drainage and depletion. A numerical simulation was conducted to optimize the well placement, well patterns and spacing, horizontal interval length, timing of switching to SAGD and operating parameters. A promising result was achieved from a field testing of this process in the extra heavy oil reservoirs of Du 84 block, Liaohe Oilfield.

Key words: steam assisted gravity drainage; extra heavy oil; physical simulation; numerical simulation; cyclic steam stimulation

蒸汽辅助重力泄油(steam assisted gravity drainage, SAGD)概念首先是由 Butler 博士^[1]于 1978 年提出的,超稠油油藏适合采用 SAGD 技术开发,采收率一般大于 50%。经典的 SAGD 采用成对水平井的布井方式^[2],直井与水平井组合 SAGD 方式是水

平井作为生产井,在其正上方或侧上方钻几口垂直注汽井^[3]。国外广泛使用前一种方式针对原始的超稠油油藏进行 SAGD 开发,油藏埋深普遍较浅,多小于 500 m^[4]。国内已开发的超稠油油藏一般埋藏较深,多大于 600 m,采用直井蒸汽吞吐开发,采收率仅

收稿日期:2007-05-25

基金项目:中国石油天然气股份有限公司重大开发试验项目(2005-07)

作者简介:杨立强(1970-),男(汉族),山东临清人,高级工程师,博士研究生,主要从事超稠油 SAGD 开发工作。

为 20%~25%。目前蒸汽吞吐已进入中后期,生产效果变差^[5],对这些油藏能否开展 SAGD 的开发方式转换来提高采收率、改善开发效果,是当前研究的主要目的。笔者以杜 84 块馆陶组油藏为例,开展 SAGD 先导试验区物理和数值模拟研究。

1 室内物理模拟机理

1.1 物理模拟试验系统

本文中所运用的三维比例模型系统主要由井网模型、覆压系统、注入系统、采出系统及数据采集与处理系统 5 部分组成。其中井网模型是模拟油藏原型的主要部分,由油层、盖层、底层组成(图 1)。其外形尺寸为 500 mm×500 mm×560 mm,模型最高工作温度为 350 ℃,耐压 15 MPa。

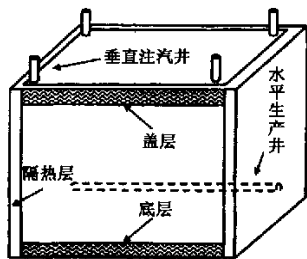


图 1 三维比例井网模型示意图

在油层内布置有温度、压力监测点,用以监测油层中温度场、压力场的变化。盖、底层也布置测温点,用以监测热量向油层内和模型外的传热情况。模型四角设置 4 口直井,中间侧下方设置水平井。覆压系统的作用是装载井网模型并给井网模型施加覆压力,最高压力为 15 MPa。注入系统主要由高压恒速泵、蒸汽发生器、汽水混合器及预热保温装置等组成,用于向井网模型提供具有一定温度、流速、压力和干度的水蒸气,最高注汽温度为 350 ℃。采出系统用于在所需的压力条件下,采集生产井产出的流体。数据采集与处理系统用以对井网模型和覆压系统的温度、压力、差压信号进行采集、数据存储及图像处理。

二维模型系统与三维比例模型系统构成类似。

模型本体采用不锈钢材料制作,本体内侧填充粘贴绝热层。可视盖板采用高强度、透视性能好的玻璃,外加高强度压板,可以直接观察注汽热采过程中油层纵向剖面与平面温度场、饱和度场变化。二维可视模型尺寸为 365 mm×300 mm×40 mm(图 2),最高工作温度为 200 ℃,最高工作压力为 0.8 MPa。计算机自动监测温度和压力变化,可摄录、拍照实验过程。

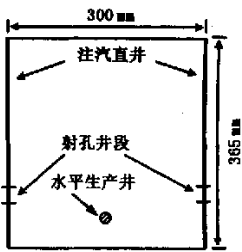


图 2 二维可视化比例模型布井示意图

1.2 模型参数确定

SAGD 模拟选择的油藏原型井距为 70 m,油层厚度为 85 m,水平井距直井的平面距离为 35 m,水平井距底界 7 m,见图 3。

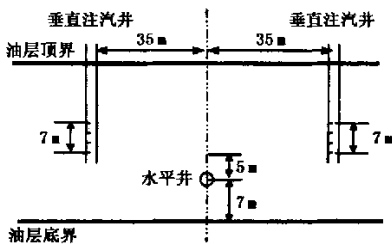


图 3 SAGD 模拟选择的油藏原型尺寸

SAGD 物理模拟主要涉及蒸汽吞吐、蒸汽驱和 SAGD 3 个相互衔接的物理过程。因此,所采用的相似准则是在参考前人^[6-9]的理论体系基础上,结合油藏的初始条件和边界条件特征,建立起的 3 个过程统一的相似准则体系。根据这套相似准则和杜 84 块馆陶组油藏实际地质和工艺参数,得到了三维、二维比例物理模型的模化参数,见表 1、2。其中三维、二维模型与原型的几何尺寸相似比分别为 1:192 和 1:233。

表 1 杜 84 块馆陶组油藏地质参数三维模型的比例模化

数值类别	原始含油饱和度 $S_o/\%$	原始地层压力 p_0/MPa	地层温度 $\theta_0/^\circ\text{C}$	蒸汽腔原油粘度(233 ℃) $\mu_o/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	渗透率 $k/\mu\text{m}^2$	生产时间 t	注汽温度 $\theta/^\circ\text{C}$	注汽速度 v
原型值	68	6.5	32	18.58	5.539	25.5 d	233	120 L/d
模型值	70	6.5	32	11.15	570	1 min	233	6.5 L/min

表 2 二维模型比例模化参数

数值类别	渗透率 $k/\mu\text{m}^2$	热扩散系数 $a/(\text{m}^2\cdot\text{d}^{-1})$	含油饱和度 $S_o/\%$	注汽温度 $\theta/^\circ\text{C}$	比例系数 B_1	生产时间 t	注汽速度 v
原型值	5.539	0.364	68	233	4.065	4 a	120 L/d
模型值	238.4	0.106	70	155	4.072	2.21 h	1.90 L/min

1.3 试验方法及步骤

(1)模型初始化。按比例模化后的油藏参数,建立试验模型,模拟原始含油饱和度,将系统升压至 6.5 MPa,恒温。

(2)第一阶段模拟蒸汽吞吐过程,模拟直井吞吐 7.5 个周期。直井吞吐模拟指标是吞吐采出程度为 13%,压力降至 4 MPa。

(3)第二阶段模拟直井与水平井同时吞吐 3 个周期的预热阶段。模拟采出程度为 6%,压力降至 3 MPa,井间连通温度为 80 °C。

(4)第三阶段模拟转 SAGD 初期阶段。直井注汽 7500 t,水平井注汽 15000 t,焖井 5 d 后直井连续注汽,水平井连续生产。

(5)第四阶段模拟 SAGD 过程。对角直井交替注汽,水平井生产。水平生产井出口设置回压,压力为转 SAGD 时油层压力。

计算机控制与采集温度和压力数据,试验研究不同注汽速度、蒸汽干度、地层压力、注采井间温度等参数对 SAGD 效果的影响。

具体的试验操作方法参照石油天然气行业标准 SY/T6311-1997,即《蒸汽驱三维物理模拟试验技术要求》。

1.4 蒸汽腔展布规律

根据室内试验结果分析,可以将 SAGD 过程划分为蒸汽吞吐预热、驱替泄油、稳定泄油、衰竭开采 4 个阶段(图 4,等值线数值为温度值,单位:°C)。

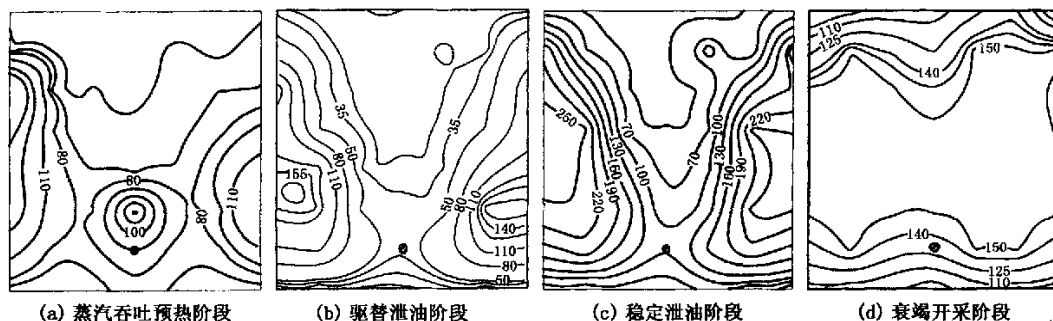


图 4 不同开采阶段蒸汽腔扩展图

(1)蒸汽吞吐预热阶段。直井与水平井共同吞吐预热,整体提高了直井与水平井井底温度,并各自形成了向周围辐射的径向温度场,当井间区域交汇处的温度场温度超过 80 °C(流动温度)时(见图 4(a)),初步满足了注采井间热连通的形成条件。同时受热区域油藏压力从 4 MPa 进一步下降到 3 MPa。

(2)驱替泄油阶段。转 SAGD 初期,在注采压差的作用下,直井蒸汽腔朝向水平井方向的横向扩展速度较快,纵向上蒸汽腔上窄下宽,水平井对蒸汽腔的拖拽作用明显。此时蒸汽腔的高度较小,重力泄油作用较弱,以蒸汽驱替作用为主(见图 4(b))。

随着井间蒸汽驱替热通道的逐步扩大,适当控制注采参数,有利于蒸汽腔的充分形成和稳定扩展。随着蒸汽腔高度持续增长,重力泄油作用不断增强,受热原油和冷凝水在重力和驱动力双重作用下于水平井产出,并逐步实现由蒸汽驱替向重力泄油的过渡。

(3)稳定泄油阶段。这一时期最为明显的特征是水平生产井上方较长时期存在着倒三角形冷油区。注采参数比较平衡,流入水平井的原油和热水温度较高,注采压差基本恒定在很小的范围内,驱替

作用十分微弱,而发育的蒸汽腔决定了重力泄油的主导地位(见图 4(c))。

至稳定泄油中后期,倒三角形冷油区逐渐为直井之间的蒸汽腔所分割,加热原油的泄油路径复杂起来,使得泄油速度有可能出现波动。

(4)衰竭开采阶段。蒸汽腔波及程度很高(如接近 75%~80%)后,蒸汽腔下部距水平井越来越近,水平井产液中的热水或蒸汽含量上升较快,最后蒸汽大面积突破到水平井,SAGD 生产结束(见图 4(d))。

1.5 SAGD 不同阶段生产特征

将三维比例物理模拟试验中的产量、含水率、时间等数据应用相似理论折算到实际油藏,再现油藏原型特征。分析日产量、日产液量随生产时间变化的关系曲线(图 5),可以很明显地看到 SAGD 4 个生产阶段的主要指标变化特征。

(1)蒸汽吞吐预热阶段。当吞吐预热阶段结束后,注采井间连通温度达 80 °C,压力为 3 MPa,采出程度为 15.29%。

(2)驱替泄油阶段。初期主要生产特点是含水

率快速下降,由80%下降到60%,产油量由吞吐预热末期的64 t/d左右增加到180 t/d,阶段平均采油速度为3%,阶段采出程度为14.07%。

(3) 稳定泄油阶段。该阶段产油量和含水率指标波动较小,产油量基本稳定在120 t/d,含水率在70%左右波动,阶段平均采油速度为4.0%,阶段采

出程度为38.21%,为SAGD主要生产阶段。
(4) 衰竭开采阶段。产油量急速下降,含水率快速增加,两年时间含水率由80%上升到超过92%,阶段采出程度为7.6%。
物理模拟试验显示,SAGD阶段采出程度接近60%,最终采收率可达75.2%。

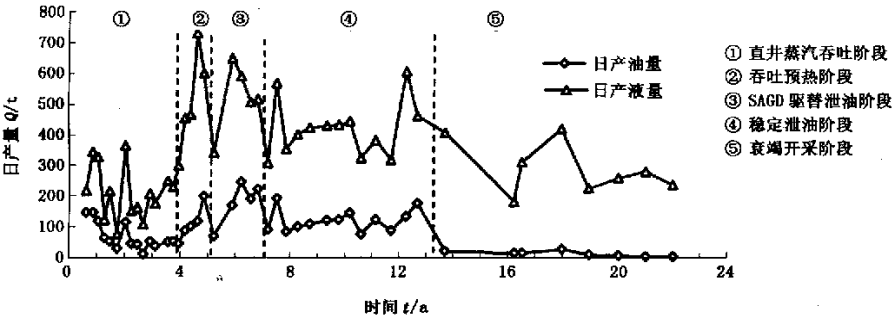


图5 日产油、日产液量随生产时间的变化曲线

2 数值模拟研究

先导试验区数值模拟软件采用加拿大CMG公司的STARS软件。应用所有直井每米8个点的测井解释数据,进行插值得到了三维非均质地质模型。SAGD试验区模型共划分 $60 \times 38 \times 38 = 86\,640$ 个网格。在充分利用各种室内实验、现场监测资料的基础上,对数值模型地质参数和生产参数进行了科学合理的调整,得到了令人满意的拟合结果,在此基础上进行SAGD参数优化研究。

2.1 直井与水平井SAGD布井方式

直井与水平井组合SAGD布井方式有两种:一种是水平井位于直井的正下方,另一种是水平井位于直井的侧下方(图6)。

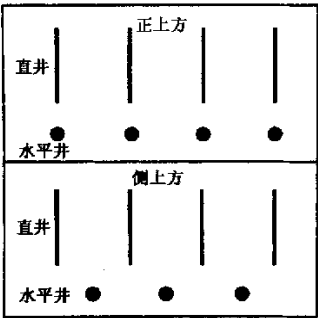


图6 直井与水平井组合布井方式示意图

数值模拟研究表明,侧下方布井方式与正下方布井方式相比,蒸汽腔波及体积更大,且可提高采收率4.9%~5.2%(见表3)。因此,SAGD阶段的布井方式优化为水平井位于直井的侧下方。

表3 两种布井方式下SAGD阶段开采效果对比

布井方式	生产时间 t/d	累积产油量 $N_p/10^4$ t	油汽比 R_m	采出程度 $E_R/\%$
正下方	4050	19.22	0.30	30.9
侧下方	4380	22.47	0.35	36.1

2.2 直井与水平井井距

(1) 直井与水平井横向距离的优选。根据优选的水平井位于直井侧下方的布井方式,在试验区现有的直井正方形井网、70 m井距基础上,可转换成注采井距为25,35,50,70 m的井网(图7)。

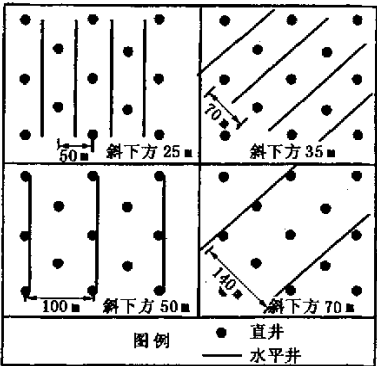


图7 直井与水平井组合示意图

数值模拟结果表明,随着直井与水平井横向水平距离的增加,油汽比下降,最终采收率逐渐降低(表4)。结合现有井网进行综合分析,采用直井与水平井的横向水平距离为35 m的井距。

(2) 直井射孔井段底界与水平段垂向距离的优选。数值模拟了直井射孔井段底界与水平段的垂向距离为5,10,15,20 m时的开采效果。模拟结果显

示,随着垂向距离的增加,生产时间、采收率、油气比随之下降。垂直距离为5 m时SAGD阶段的采收率最高,为36.1%(表5)。考虑到钻井技术及汽液界面控制的影响因素,优选馆陶组直井与水平井的垂向距离为7 m。

表4 不同横向井距的SAGD阶段指标对比

注采井距 s/m	生产时间 t/d	累积产油量 $N_p/10^4 t$	油气比 R_m	采出程度 $E_R/\%$
25	3651	16.6	0.36	37.3
35	4380	22.5	0.35	36.1
50	5234	31.6	0.34	35.6
70	5864	29.0	0.22	23.3

表5 不同垂向距离的SAGD阶段指标对比

垂向距离 L/m	生产时间 t/d	累积产油量 $N_p/10^4 t$	油气比 R_m	采出程度 $E_R/\%$
5	4380	22.47	0.35	36.1
10	4128	21.81	0.33	35.1
15	3877	21.45	0.32	34.5
20	3524	20.93	0.31	33.6

2.3 水平井段长度

在SAGD生产过程中,稳产阶段水平井的产量与水平井段长度成正比,生产井的举升能力和沿水平段的压降影响水平段长度的设计。目前管式泵的实际排液能力一般为350~450 t/d,虽然电潜泵的排液能力高,但目前的最高使用温度只能达到218℃,设计水平段压降不超过0.05 MPa,按照排液能力400 t/d设计,3口井同时注汽,馆陶组油层的水平段设计长度应为300~400 m。

2.4 水平井部署

按照注采井距35 m、水平段长300~400 m、垂深距直井射孔井段底界7 m、距边水200 m布井,设计水平段完全水平,其方向为东北、南西向。

2.5 蒸汽吞吐转SAGD时机

先导试验区注采井井距为35 m左右,采用水平井与直井一起蒸汽吞吐预热的办法较蒸汽热循环要有效得多,同时还可以通过优选直井的注汽参数来改善水平段的动用程度。

数值模拟结果表明,油藏压力在3~4 MPa时SAGD开发效果较好(表6)。随着压力的升高,蒸汽腔的扩展被抑制,SAGD效果变差。进一步研究注采井间温度的敏感性发现,当温度低于80℃时,由于井间原油流动性差,注汽压力迅速升高,难以保证SAGD的实施条件。当温度高于80℃时,各项开发指标对井间温度的敏感性减弱。因此,可以把80℃作为转SAGD的井间温度指标。

最终的数值模拟预测结果表明,在直井吞吐平

均7~8个周期后,馆陶组油层直井与水平井同时吞吐预热需2~3个周期,这时的地层压力已下降至3.0 MPa左右,注采井间的温度已经达到80℃左右,井间形成热连通。此时为转SAGD方式的最佳时机。

表6 不同操作压力下SAGD阶段指标对比

油藏压力 p/MPa	生产时间 t/a	累积产油量 $N_p/10^4 t$	油气比 R_m	采出程度 $E_R/\%$
3	12.0	473 266.9	0.377	45.08
4	12.0	480 672.9	0.383	45.35
6	12.0	393 252.1	0.313	37.10

2.6 注采参数设计

在SAGD阶段,要求的注入蒸汽干度相当高,蒸汽中只有潜热部分用于蒸汽腔的扩展,有效地加热油层。数值模拟研究表明,随着蒸汽干度的提高,SAGD生产效果明显提高,因此蒸汽在井底的干度越高越好,试验区油藏底部埋深660 m,根据目前工艺条件,设计注汽井口干度为95%,井底干度大于70%,单井日注汽量大于100 t。

生产井排液能力对SAGD影响也很大,合理的排液速度应该与蒸汽腔的泄油能力相匹配,当汽液界面稳定在距生产井3~5 m时,SAGD操作平稳。当排液速度达到注汽速度的1.2倍时,产油量及油气比指标较好。

2.7 生产指标预测

馆陶组先导试验区预计至2017年阶段累积注汽335×10⁴ t,累积产油108×10⁴ t,油气比为0.32,采出程度为43.5%。

如果仅采用直井继续蒸汽吞吐,预计仅能生产到2011年,阶段累积注汽77×10⁴ t,累积产油41×10⁴ t,油气比0.53,采收率16.3%。实施SAGD预计生产时间延长6年,日产油量最高可达339 t,比直井蒸汽吞吐多产油67×10⁴ t,提高采收率27.2%(图8)。



图8 馆陶组油层试验区直井吞吐与实施SAGD日产油量预测值对比

3 现场实施效果

馆陶组试验区位于杜84块馆陶组油层的西北

部,含油面积 0.15 km^2 ,地质储量 $249 \times 10^4 \text{ t}$ 。试验区的蒸汽吞吐为 $70 \text{ m} \times 70 \text{ m}$ 正方形井网,其中生产井 34 口。蒸汽吞吐预热之前平均单井吞吐轮次 7.2 井次,累积注汽 $46 \times 10^4 \text{ t}$,累积采油 $32 \times 10^4 \text{ t}$,油汽比 0.68,采出程度 12.7%,油层压力下降到 $4 \sim 4.5 \text{ MPa}$ 。

按照数值模拟的部署原则,在 2003 年 12 月完钻 4 口水平生产井,开始进入直井与水平井组合蒸汽吞吐预热阶段,经过 2~3 周期的预热,于 2005 年 2 月先导试验区转入驱替泄油生产阶段,由 4 口水平井替代 34 口直井生产,截至 2007 年 6 月,累积注汽 $85 \times 10^4 \text{ t}$,累积产油 $19 \times 10^4 \text{ t}$,油汽比 0.22,采注比 0.88。与蒸汽吞吐阶段对比,井组采油速度明显提高,由转 SAGD 前的 2.18% 上升到目前的 4.69%^[10](图 9)。

由于井组不封闭,边部注汽井蒸汽外溢,中心井两口水平井生产效果较好,单井日产液超过 360 t,日产油为 110 t 左右,含水率稳定在 70% 左右,油汽比达到 0.33,采注比达到 1.1,井底压力 3.0 MPa,温度上升到 $180 \sim 220 \text{ }^\circ\text{C}$,各项生产指标均达到方案 SAGD 阶段的设计要求。先导试验获得初步成功,并显示良好的发展态势。

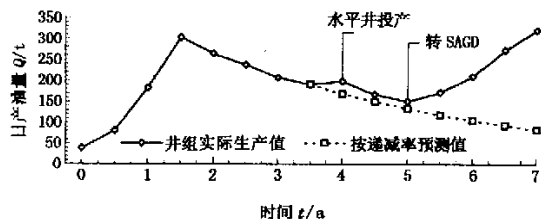


图9 馆陶组试验区生产曲线(起点为2000年6月)

4 结论

(1)蒸汽吞吐中后期,水平井布于直井斜下方的 SAGD 组合方式,转 SAGD 初期蒸汽驱动力和重力泄油同时起作用,且蒸汽驱动起主导作用。蒸汽腔的形成和扩展过程,与常规双水平井明显不同。后者的蒸汽腔位于水平井的正上方,且形状相对简单。

(2)杜 84 块吞吐中后期,水平井位于直井的侧

下方优于水平井位于直井的正下方的布井方式。水平井部署优选结果为,馆陶组试验区注采井距为 35 m,水平段长度为 25~400 m,垂深距直井射孔井段底界 7 m。

(3)地下温度场是否形成、地层压力是否降到 $3 \sim 4 \text{ MPa}$ 、水平井与周围垂直井是否形成热连通是确定试验区转 SAGD 时机最重要的 3 个标志。

参考文献:

- [1] BUTLER R M. Steam-assisted gravity drainage: concept, development, performance and future[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1994, 33(2): 44-50.
- [2] BUTLER R M, STEPHENS D J. The gravity drainage of steam-heated oil to parallel horizontal wells[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1981, 20(2): 90-96.
- [3] KARSRAIE M, SINGHAL A K. Screening and design criteria for tangleflags type reservoirs[R]. SPE 37571, 1997.
- [4] 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.
- [5] YANG Li-qiang. Field test of SAGD as follow-up process to CSS in Liaohe Oilfield of China[R]. CIPC, Calgary, 2006: 146.
- [6] 陈月明. 注蒸汽热力采油[M]. 东营: 石油大学出版社, 1996: 27-34.
- [7] 关文龙, 田利, 郑南方. 水平裂缝-蒸汽辅助重力泄油物理模拟试验研究[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2003, 27(3): 50-54.
- GUAN Wen-long, TIAN Li, ZHENG Nan-fang. Simulation experiment on horizontal fracture-steam assisted gravity drainage[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2003, 27(3): 50-54.
- [8] PUJOL L, BOBERG T C. Scaling accuracy of laboratory steamflooding models[R]. SPE 4191, 1972.
- [9] STEGEMEIER G L, VOLEK C W, LAUMBACH D D. Representing steam processes with vacuum models[R]. SPE 6768, 1977.
- [10] YANG Li-qiang, ZHOU Da-sheng. SAGD as follow-up to cyclic steam stimulation in a medium deep and extra heavy-oil reservoir[R]. SPE 104406, 2006.

(编辑 李志芬)