

引用: 周久宁, 范子菲, 包宇, 等. 油砂多分支水平井 SAGD 开发规律数值模拟研究及现场开发效果评价 [J]. 中国石油勘探, 2023, 28(3): 145-159.
Zhou Jiuning, Fan Zifei, Bao Yu, et al. Numerical simulation study on SAGD development law of multi-lateral horizontal oil sand wells and evaluation of field development results [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(3): 145-159.

油砂多分支水平井 SAGD 开发规律数值模拟研究及 现场开发效果评价

周久宁 范子菲 包宇 夏朝辉 刘洋 梁光跃

(中国石油勘探开发研究院)

摘 要: 储层非均质性对应用蒸汽辅助重力泄油技术 (SAGD) 的井对开发效果影响很大, 在复杂的储层条件下难以确保蒸汽腔的均匀发育, 单井对开发效果受限。针对加拿大麦凯河区块油砂项目 SAGD 开发过程中存在的储层非均质性强、地质条件复杂、泥披层遮挡导致的蒸汽腔发育受阻、发育不均匀, 从而造成单井峰值产量降低、采收率降低的问题, 提出了不同井型上倾多分支井技术, 采用数值模拟和现场动态分析方法, 探索了蒸汽腔穿过泥披层发育、加热后冷凝油穿过泥披层遮挡进入生产井井筒的方法, 准确认识了不同井型多分支井的蒸汽腔发育情况并评价了其开发效果。通过构建机理模型, 设计了 4 种注汽井与生产井组合方案, 采用现场实际操作参数进行模拟, 对生产动态、剩余油分布、蒸汽腔发育、水平段动用等情况进行了分析, 总结出多分支水平井在复杂储层条件下的生产规律; 通过对现场投产井开展生产动态分析, 评价了多分支井 SAGD 开发效果, 对比了不同井型开发效果差异。结果显示: 采用多分支井设计可明显增加有效进尺, 促成了注汽和泄油的优势通道, 提高井对注汽能力, 增大蒸汽腔的波及体积, 井对峰值日产油水平提高, 在一定程度上解决了泥披层的遮挡问题; 在实际现场生产中, 多分支生产井可提高生产井水平段动用程度, 提高单井开发效果, 但在一定程度上会加剧井间干扰与调控难度, 导致储层下部剩余油增加。

关键词: SAGD; 油砂; 多分支井; 泥披层; 数值模拟

中图分类号: TE319 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2023.03.012

Numerical simulation study on SAGD development law of multi-lateral horizontal oil sand wells and evaluation of field development results

Zhou Jiuning, Fan Zifei, Bao Yu, Xia Chaohui, Liu Yang, Liang Guangyue

(PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development)

Abstract: Reservoir heterogeneity has a significant impact on the development results of well pair by using steam assisted gravity drainage technology (SAGD). Given the complex reservoir conditions, it is difficult to ensure the uniform development of steam chambers, restricting the development result of a single well pair. In view of the low peak production and low recovery factor of a single well during the development process of oil sand project in Mackay River block in Canada due to the strong reservoir heterogeneity, complex geological conditions, as well as limited and uneven development of steam chambers blocked by mud drape layer, an updip multi-lateral well technology is proposed for various pattern types. The well numerical simulation and dynamic analysis are conducted to explore the methods of steam chamber passing through the mud drape layer and condensate oil passing through the mud drape barrier and flowing into the production wellbore after heating, and accurately recognize the development of steam chambers in multi-lateral

第一作者简介: 周久宁 (1992-), 男, 湖北松滋人, 硕士, 2016 年毕业于南加州大学, 工程师, 现主要从事海外油气田油藏工程研究与开发方案设计方面的工作。地址: 北京市海淀区学院路 20 号中国石油勘探开发研究院, 邮政编码: 100083。E-mail: jiuningz@petrochina.com.cn

收稿日期: 2023-03-07; 修改日期: 2023-05-06

wells of various well patterns and evaluate their development results. By constructing a mechanism model, four combination schemes of steam injection wells and production wells are designed and the well simulation is conducted based on the field operating parameters to analyze the production performance, remaining oil distribution, steam chamber development, and recovery rate of horizontal section, and summarize the production law of multi-lateral horizontal wells given the complex reservoir conditions; By conducting analysis of well production performance, the SAGD development results of multi-lateral wells are evaluated, and the differences in development results among various well types are compared. The study results show that a multi-lateral well design enables to significantly increase the effective footage, facilitate the dominant pathway for steam injection and oil drainage, improve the steam injection capacity of well pair, increase the swept volume of the steam chamber, and increase the peak oil rate of the well pair, which solves the problem of barrier by mud drape layer to some extent; In actual field production, multi-lateral production well enables to increase the recovery degree of horizontal sections and improve the development results of single well. However, to some extent, it will increase frac-hit and difficulty in well adjustment, leading to an increase in remaining oil in the lower part of the reservoir.

Key words: SAGD, oil sand, multi-lateral well, mud drape layer, numerical simulation

0 引言

油砂是非常规油气资源,可采资源量超过 $1800 \times 10^8 \text{ bbl}$ 。在油砂开发中应用最广泛的技术是蒸汽辅助重力泄油技术 (SAGD)^[1],影响 SAGD 开发效果的关键在于蒸汽腔的发育情况。在加拿大麦凯河区块油砂项目投产后,井对开发效果受泥披层影响严重,850m 的长水平井段实现蒸汽腔均匀扩展难度大。麦凯河区块泥披层厚度薄、发育频率高、形态多样、分布随机,难以通过常规测井手段识别,并对蒸汽腔的发育会造成明显的遮挡作用。研究发现,泥披层可对蒸汽腔的扩展造成巨大影响,导致汽油比 (SOR) 升高的同时,产油水平远不及预期^[2-8]。鉴于常规技术难以解决 SAGD 开发中泥披层遮挡蒸汽腔发育与泄油的问题,国内外研究团队均进行了多项研究以制定应对策略^[9-16]。其中,近年来国内外油田作业者在开发中尝试采用多分支井提高注汽能力或增加水平井泄油面积,来达到提高开发效果的作用,并开展多项研究确定多分支井产能及相关数值模拟研究方法^[17-33]。

针对在 SAGD 开发过程中泥披层对开发效果的影响,Zhou 等^[5]认为当蒸汽腔发育过程中遇到泥披层后,蒸汽腔的纵向发育与泄油均会受到较大影响,井对产量爬坡期变长,油井经济性变差。可通过双管注汽、人工举升调控汽液界面,同时可以通过提高注汽压力促进蒸汽腔发育。王大为^[32]分析了在 SAGD 开发过程中泥质夹层的影响,发现泥质夹层对 SAGD 的采油速度影响较大,对采收率、汽油比及注汽量影响较小;当泥质夹层处于注汽井正上方时,泥质夹层与注汽井距离越近,对采油速度的影响越大;泥质夹层可影响储层宏观垂向渗透率与横向渗透率的比值 (K_v/K_h),进而影响 SAGD 开发效

果。Kim 等^[9]认为蒸汽腔达到泥披层后产量会达到早期峰值,随后产量不断下降直到蒸汽腔绕流或穿过泥披层;同时发现泥披层的长度、宽度和纵向位置均会对开发效果造成显著影响,并开发了代理模型预测在储层中泥披层分布的情况下井对的开发效果。关于多分支水平井注采技术在 SAGD 开发中的应用,国内的辽河油田、新疆凤城油田、渤海 LD 油田与加拿大的 ConocoPhillips Surmont 油田均在现场采用多分支井 SAGD 开发,但上述油田主要采用多分支鱼骨井进行开发,主要用于加大注汽、泄油面积。赵燕^[33]在研究中认为分支水平井的分支角度、分支数和分支长度是影响均质模型中产能的主要因素,分支角度大于 45° 后多分支井总产能增加不大;分支数越多,对主井筒产量的影响越大;分支长度越长,产量越大,但增长幅度逐渐变缓。Liu 等^[29]设计错位多分支注汽井 SAGD,采用数值模拟研究方法分析该技术对注汽井上方泥披层的适应性,研究发现,错位多分支注汽井 SAGD 可以采出泥披层上方的原油,提高井对产油量与采收率。

针对在 SAGD 开发过程中泥披层遮挡蒸汽腔的问题,业界缺少对采用多分支水平井解决泥披层遮挡问题的研究,对于泥披层对 SAGD 开发影响的量化分析不足。在其他技术方法难以提高井对开发效果的情况下,未开展非均质储层中不同井型开发效果研究。本文中的研究区为加拿大麦凯河区块,该区块储层中分布有毫米级的泥披层,泥披层遮挡对开发效果造成了显著的影响。与此同时,该区块相比于其他加拿大油砂项目,储层厚度较薄。在这种情况下,提高蒸汽腔的纵向波及则更为重要。本文针对非均质储层 SAGD 开发进行了数值模拟研究与现场开发效果评价。设计 4 种不同井型组合方案开展数值模拟研究,厘清多分支井技术在 SAGD 开发过程中的泄油机理,

刻画蒸汽腔形态并开展剩余油分布分析,明确多分支井作用原理,对比不同井型下开发效果的差异,研究多分支水平井油砂SAGD开发生产规律,为现场生产动态分析提供基础,为未来新井部署时井型设计提供借鉴。在此基础上进一步开展现场生产动态分析,通过量化对比数值模拟研究结果与现场实际生产效果,进一步验证数值模拟研究的合理性,分析了完井方式差异、井距改变及邻井操作参数变化等因素对其生产效果的影响,并提出下一步操作建议。

1 区块概况

麦凯河区块位于加拿大阿尔伯塔省阿萨斯卡油砂矿区东部,距离麦克迈里堡城西北约35km,处于第4子午线以西第87~93镇区(Township)、第11~16领域(Range)。区块主要包括南、北两部分,总计294个区域(Section),总面积约为752km²(图1)。从构造上来说,区块位于加拿大地盾丘吉尔构造区,总体构造格局为一北西向倾斜的平缓单斜构造(倾角为0°~1°),断层不发育。麦凯河油砂区块主力储层为白垩系麦克默里(McMurray)组上段。钻井资料显示,该段地层埋藏较浅,埋深不超过200m,基本没有压实作用。取样分析结果表明,储层岩石固结程度较差,部分岩样未固结。麦克默里组上段为潮控河口湾沉积,属于超浅层疏松砂岩油藏。油层埋深为130~200m,平均为170m,有效厚度为8~24m;孔隙度为30%~37%,平均为34%;垂向渗透率为0.5~3.6D,水平渗透率为1.1~4.6D,含油饱和度为60%~90%。

麦凯河一期初始开发区位于麦凯河区块(南块),储层较为连续但厚度整体偏薄,有效厚度为18~22m,平均为19.6m;储层内发育泥披层,西北部发育较少,向东南部逐渐增多,且西翼少于东翼。麦凯河一期开发区内发育有厚度为0.5~3m的气顶,底部发育有厚度为0.5~2m的油水过渡带,原始油藏压力为29~58lbf/in²。15℃下原油重度为8.5°API,为沥青油。SAGD水平井水平段长度为850m,水平井间垂向间距为5m,井距为125m(加密井井距为62.5m)。麦凯河一期油田井场布局如图2所示。

油砂区块麦凯河一期于2016年建成了年处理沥青油200×10⁴t的地面设施。2016年完钻42个井对,并于同年12月开始注汽预热循环。2017年10月,全部井对转入SAGD生产,预热成功率达100%。2019年,AA平台完钻4对加密井,于同年11月开始预热,2020

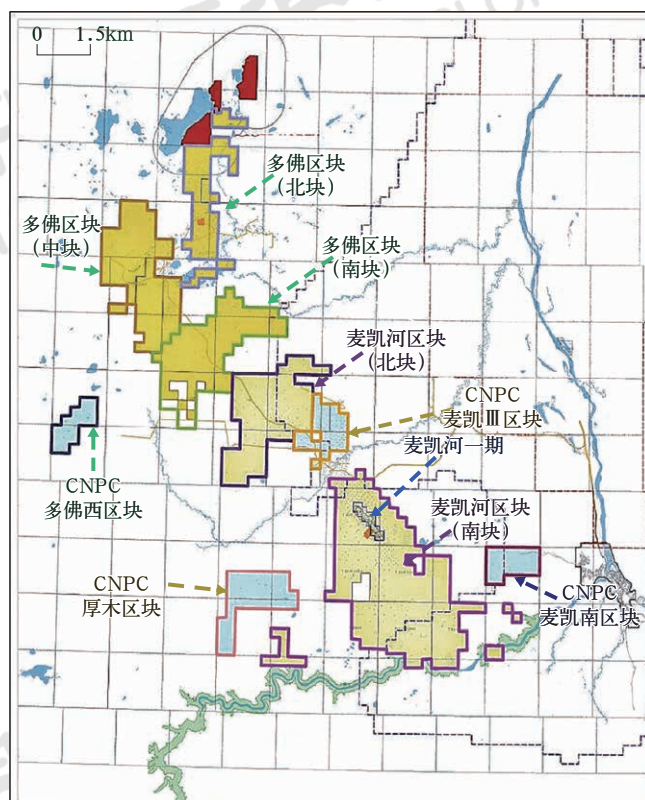


图1 麦凯河区块位置图

Fig.1 Location of Mackay River block



图2 麦凯河一期油田井场布局图

Fig.2 Pads layout for Phase I oil development in Mackay River block

年5月加密井全部投产。截至2023年5月,麦凯河一期开发区已建设生产平台8座,完钻水平井92口。2022年麦凯河一期平均日注汽9858m³,年累计注

汽 $360 \times 10^4 \text{m}^3$;年平均日产油11121bbl(1786t),年累计采油 $406 \times 10^4 \text{bbl}$ ($65 \times 10^4 \text{t}$),综合含水率为83.5%,如图3所示。

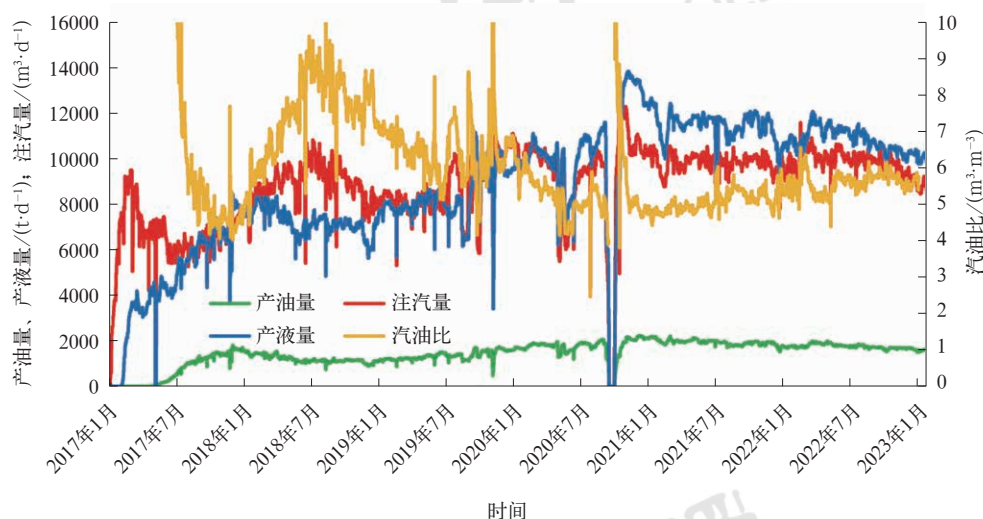


图3 麦凯河一期生产曲线图

Fig.3 Production curve of Phase I oil development in Mackay River block

加拿大油砂项目麦凯河区块一期的泥披层分布特点为厚度较薄,通常为厘米或毫米级,在测井曲线上难以识别,一般只能在岩心照片中识别泥披层,一般连片发育,延伸较长,最长的泥披层可以在水平方向上发育几千米。泥披层对产量的影响主要体现在阻碍蒸汽腔纵向发育,当蒸汽腔绕流穿过泥披层后,其又会阻隔下行泄油通道。由于泥披层大量连片分布,导致部分井组上部储层无法及时动用,延缓产量爬坡,生产周期拉长,开采效果变差。

从对SAGD井组的生产影响来看,大致可以将泥披层的分布分为两类:注汽井上方存在泥披层;注汽井与生产井间存在泥披层。当注汽井上方存在泥披层时,成片分布的泥披层将对蒸汽腔的纵向发育造成遮挡,当蒸汽腔纵向发育停滞时,蒸汽腔的横向发育

将作为主导,产量爬坡趋势不明显。当注汽井与生产井间存在泥披层时,则会对蒸汽腔向生产井的泄油造成阻碍,造成注汽井与生产井间压差升高,并且注汽井上方泄油后可能无法达到生产井采出,在一定程度上可能造成储量的损失。

2 多分支水平井SAGD开发数值模拟研究

为了更好地研究多分支井的泄油机理,设计机理模型并开展了多分支水平井SAGD开发研究。按照目前地质研究成果,暂不考虑泥披层沿水平井平面上的展布情况,按照注汽井上方存在泥披层进行设置,并与无泥披层情况进行对比,共设计两种模式,如图4与图5所示。



图4 泥披层分布模式示意图

Fig.4 Schematic distribution pattern of mud drape layer

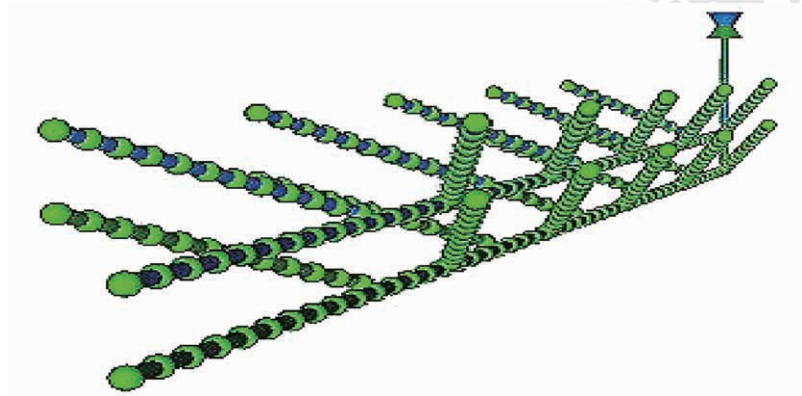


图 5 多分支水平井剖面示意图

Fig.5 Schematic section of multi-lateral horizontal well

在机理研究模型中，以实际地质模型的属性为基础，设计了机理模型的相关参数，主要包括：模型孔隙度、渗透率、含水饱和度、储层有效厚度、水平井长度、泥披层厚度、泥披层渗透率等，具体参数如表 1 所示。

表 1 机理模型参数表

Table 1 Parameters of mechanism model

| 模型参数 | 数值 | 模型参数 | 数值 |
|------------|---------------|-----------|------|
| 孔隙度 /% | 0.334 | 储层有效厚度 /m | 22 |
| 渗透率 /mD | 1400 | 泥披层厚度 /m | 0.2 |
| 泥披层渗透率 /mD | 140 | 水平井长度 /m | 850 |
| 含水饱和度 /% | 0.28 | 泥披层长度 /m | 1000 |
| 甲烷 /% | 0.01 | 分支间距 /m | 50 |
| 沥青质 /% | 0.99 | 分支数 / 个 | 10 |
| 网格数 | 24 × 250 × 30 | 分支角度 /(°) | 45 |
| 网格尺寸 | 5m × 5m × 1m | 完井方式 | 射孔 |

为了验证机理模型的合理性，将模型参数与现场实际油藏地质参数进行了对比，实际油藏地质参数与机理模型的孔隙度、渗透率、含水饱和度、原始油藏压力等参数保持一致。麦凯河油砂区块相比于周边区块储层厚度较小，原始油藏压力低，这些因素造成区块开发效果受限。为了尽可能地还原研究区油藏情况，机理模型沿用了麦凯河油砂区块的储层参数。在 SAGD 双水平井井型设计中，调研发现国外油砂区块采用 SAGD 开发时水平井长度介于 800~1200m 之间，井距介于 50~125m 之间，参考麦凯河一期现有老井水平井长度与水平井间距，设计机理模型水平井长度为 850m，距离模型边界 60m，均处于合理范围之内。最后，测算井对开发效果，发现峰值产油量在 60~150t/d，麦凯河一期实际加密平台单井对产量峰值为 70~133t/d，机理模型结果与现场生产指标符

合度较高。

为了对比不同泥披层分布模式下不同井型的开发效果，并尽可能模拟现场开发的现实情况，根据两种泥披层分布模式，建立了 4 种多分支井设计方案，以开展不同多分支井型对泥披层的适应性研究，具体方案设计如表 2 所示。

表 2 模型设计方案汇总表

Table 2 Summary of numerical model design schemes

| 模型设计方案 | 注汽井设计 | 生产井设计 |
|--------|--------|--------|
| 方案 1 | 水平井 | 水平井 |
| 方案 2 | 水平井 | 多分支水平井 |
| 方案 3 | 多分支水平井 | 水平井 |
| 方案 4 | 多分支水平井 | 多分支水平井 |

泥披层分布模式一,即储层中纵向无泥披层发育,主要用作基准对比不同多分支井型设计在储层中不同泥披层分布模式下的开发效果。从不同多分支井设计方案的日产油量与累计产油量曲线可以看出(图6、图7),4种方案在生产前期与生产后期的累计产油水平较为一致,由于采用均质机理模型进行研究,SAGD注汽井与生产井在生产过程中注汽量与产液量均比较均匀。如果注汽井采用多分支井设计(如

方案3与方案4),导致单井对的注汽能力提高,蒸汽腔在开发前期的发育速度加快,并对峰值产油量提高。如果生产井采用多分支井设计(如方案2与方案4),到了生产后期,由于生产井需要控制蒸汽的产出量,同时保证产液量,会造成多分支井间储层受蒸汽的波及较少,蒸汽腔在储层底部的发育会受到一定限制,从而造成剩余油饱和度增加,累计产油量降低(图8)。

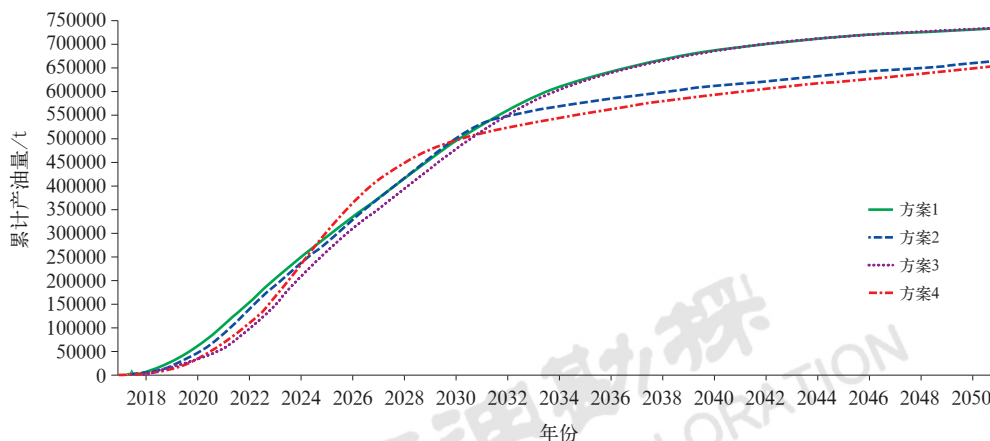


图6 泥披层分布模式一不同方案累计产油量曲线

Fig.6 Cumulative oil production curve of different schemes (mud drape layer distribution pattern I)

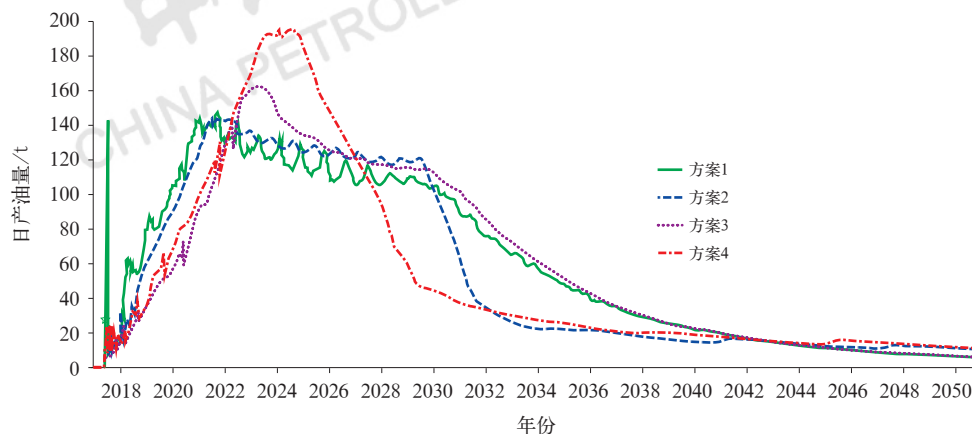


图7 泥披层分布模式一不同方案日产油量曲线

Fig.7 Daily oil production curve of different schemes (mud drape layer distribution pattern I)

统计了泥披层分布模式一中4种井型设计方案的生产指标(表3),通过对比可以发现,在储层中不存在泥披层遮挡的情况下,采用多分支注汽井与水平生产井的井型设计(方案3)可以达到最好的效果,主要表现为达到最高的累计产油量,最低的累计汽油比,第二高的峰值日产油量。在方案2与方案4中,生产井采用多分支井设计可以提高井对的峰值产量,但是由于数值模拟模型参数限制,会造成储层底部剩

余油较多,现场如采用裸眼完井会缓解这种情况,提高井对的开发效果。方案1的累计生产指标与方案3相近,但方案3的峰值日产油量高于方案1,说明在均值油藏中,采用多分支注汽井技术可以提高采油速度,但是对于提高累计产油量效果有限。综合考虑累计产油量、峰值日产油量与累计汽油比指标,对于泥披层分布模式一推荐井型设计方案3,即多分支注汽井与水平生产井组合。

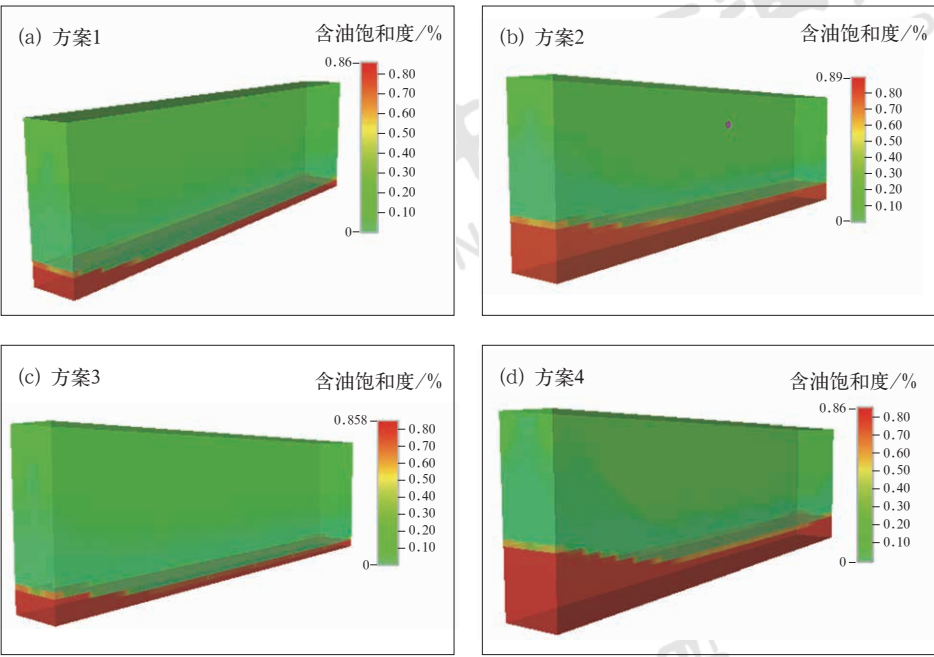


图 8 泥披层分布模式一开发后期含油饱和度场图

Fig.8 Oil saturation field pattern in the later stage of development (mud drape layer distribution pattern I)

表 3 泥披层分布模式一不同方案生产指标汇总表

Table 3 Summary of production performance indicators of different schemes (mud drape layer distribution pattern I)

| 设计方案 | 累计产油量 / 10^4m^3 | 峰值日产油量 / m^3 | 累计汽油比 / $(\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-3})$ |
|------|--------------------------|-----------------------|--------------------------------------------|
| 方案 1 | 72.6 | 145 | 5.04 |
| 方案 2 | 66.3 | 144 | 5.43 |
| 方案 3 | 73.9 | 162 | 4.91 |
| 方案 4 | 65.3 | 196 | 5.31 |

对于泥披层分布模式二，即储层中注汽井上方存在泥披层发育的情况下，与泥披层分布模式一相比，不同多分支井设计方案的开发效果均受到了不同程度的影响，主要表现为单井对峰值日产油量与全生命周期累计

产油量下降（图 9、图 10）。在这种情况下，方案 3 开发效果突出，其累计产油量高于或持平其他方案、峰值日产油量仅略低于方案 4。方案 4 注汽井也采用多分支井设计，同样表现为井对峰值日产油量较高。

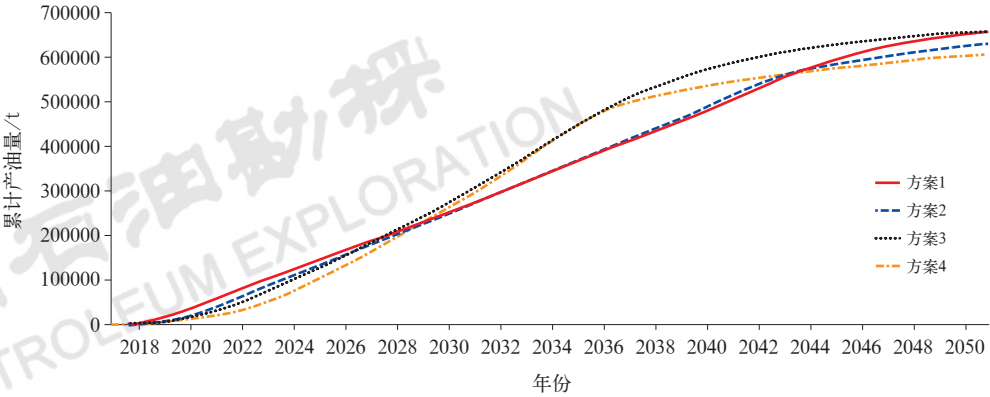


图 9 泥披层分布模式二不同方案累计产油量曲线

Fig.9 Cumulative oil production curve of different schemes (mud drape layer distribution pattern II)

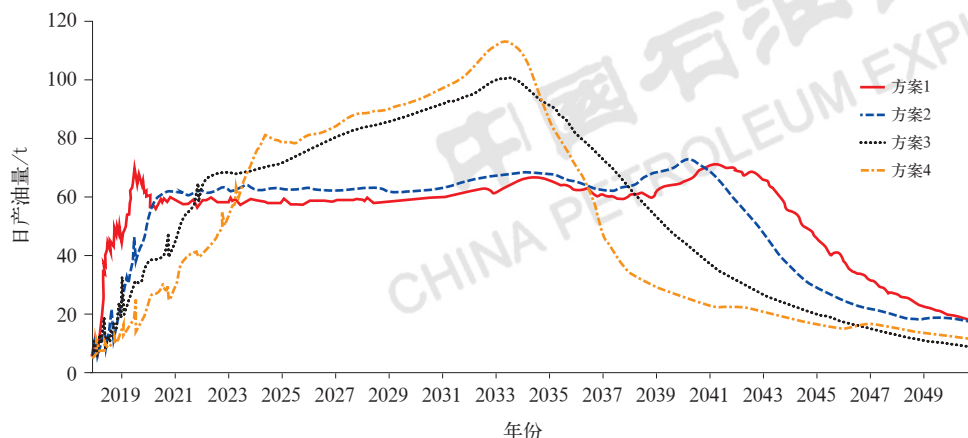


图 10 泥披层分布模式二不同方案日产油量曲线

Fig.10 Daily oil production curve of different schemes (mud drape layer distribution pattern II)

从不同多分支井设计方案的日产油量曲线中可以看出,在注汽井或生产井采用多分支井设计时,井对前期的产量爬坡速度较慢。主要原因在于,在井对采用多分支井设计时,特别是在注汽井采用多分支井设计的情况下,由于注汽井进尺大幅度增加,难以充分预热所有多分支井段,特别是注汽井多分支井远端,因此会造成注汽井前期注汽能力下降。同时调取了模型截面的温度剖面,如图 11 所示,从图中可以看出,由于多分支井进尺远长于常规水平井,生产早期井段(特别是多分支井段)温度均匀程度较低,多分支井端点处温度较低,尚未完全动用,由于多分支井与主井眼采用同一操作限制条件,因此早期注汽井受动用程度影响注汽量受限,造成产量爬坡期拉长。

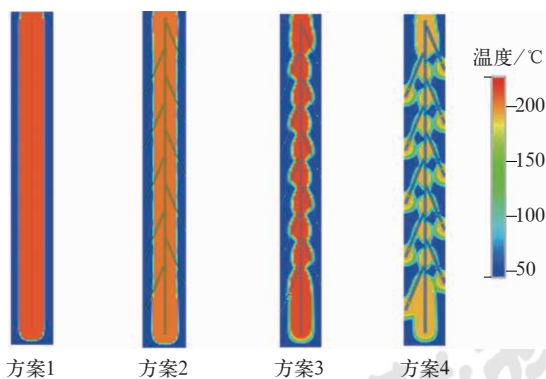


图 11 泥披层分布模式二不同方案生产 5 年时模型界面温度剖面图

Fig.11 Interface temperature profile of different schemes after five years' production (mud drape layer distribution pattern II)

对于注汽井上方存在泥披层的情况,从井对生产开发指标来看,在注汽井采用多分支井设计时,井对的峰值日产油量与累计产油量均优于其他方案。为

了更直观地观察多分支注汽井的效果,选取垂向上蒸汽腔剖面对比(纵向上横截面序号 $K=1$,油层顶; $K=15$,泥披层上方; $K=27$,生产井上方),如图 12 与图 13 所示,可以看到在泥披层分布模式二时多分支注汽井优势明显,蒸汽腔可以更快地穿过泥披层发育,到开发后期,蒸汽腔体积也更大。在泥披层分布模式二情况下,若生产井采用多分支井设计,情况与储层中不存在泥披层情况类似,由于井控条件限制,储层底部剩余油饱和度升高,造成单井对采收率降低。

与此同时,通过数值模拟研究发现,在泥披层分布模式二下,SAGD 单井对的产量峰值取决于蒸汽腔穿过注汽井上方泥披层后,发育至储层顶部边界的时间,而不是在蒸汽腔扩展到模型顶部时产量达到峰值。方案 1、方案 2、方案 3、方案 4 SAGD 单井对产量峰值到来的时间分别是 2041 年、2040 年、2033 年和 2033 年,相应不同时间点的蒸汽腔发育情况如图 14 所示,可以看到,蒸汽腔穿过注汽井上方泥披层并发育至储层顶部边界的时间,与机理模型中单井对达到产量峰值的时间吻合度较高。这说明蒸汽腔能否在泥披层上方顺利发育,是制约井对开发效果的关键因素。当 SAGD 井对中注汽井采用多分支井设计时,蒸汽腔在泥披层上方的发育速度明显增大,有利于提高单井对开发效果(特别是早期开发效果)。

统计了泥披层分布模式二中 4 种井型设计方案的生产指标(表 4),通过对比可以发现,在注汽井上方存在泥披层遮挡的情况下,采用多分支注汽井与水平生产井的井型设计(方案 3)可以达到最好的效果,主要表现为达到最高的累计产油量,最低的累计汽油比,第二高的峰值日产油量。在注汽井上方存在泥披

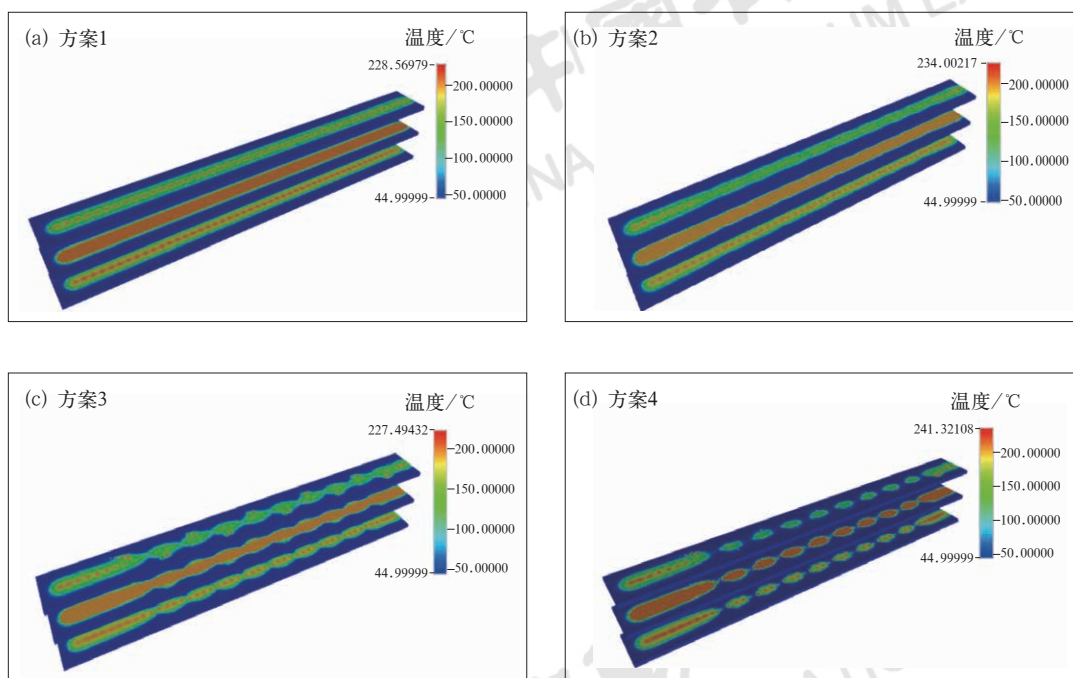


图 12 泥披层分布模式二不同方案生产 5 年时模型三维温度场图

Fig.12 3D temperature field diagram of different schemes after five years' production
(mud drape layer distribution pattern II)

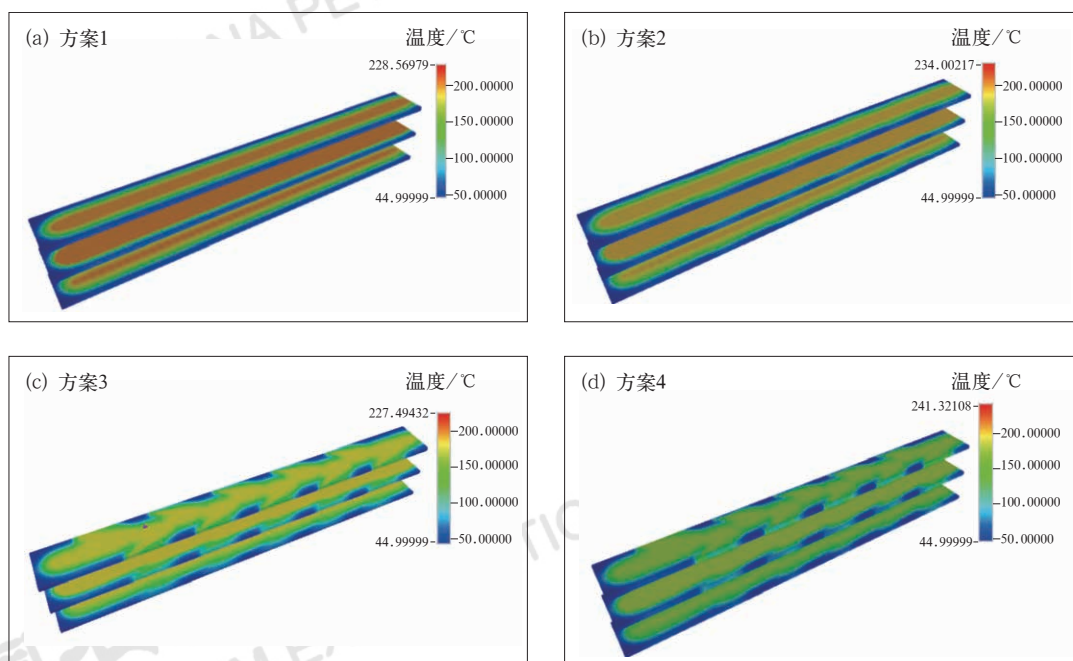


图 13 泥披层分布模式二不同方案生产 15 年时模型三维温度场图

Fig.13 3D temperature field diagram of different schemes after 15 years' production
(mud drape layer distribution pattern II)

层时，注汽井采用多分支井设计可以有效提高蒸汽腔的发育，促进井对产量爬升，相比于方案 1，方案 3 的峰值日产量提高 42.3%。在这种情况下，生产井采用多分支井设计可以增加泄油面积，提高单井峰值产量，促进蒸汽腔发育，但无法解决泥披层对蒸汽腔发

育造成遮挡效应。考虑到在现场实际操作中，多分支井可采用裸眼完井降低成本，可降低每米钻井成本。因此，从油藏工程角度考虑，对于泥披层分布模式二同样推荐井型设计方案 3，即多分支注汽井与水平生产井组合。

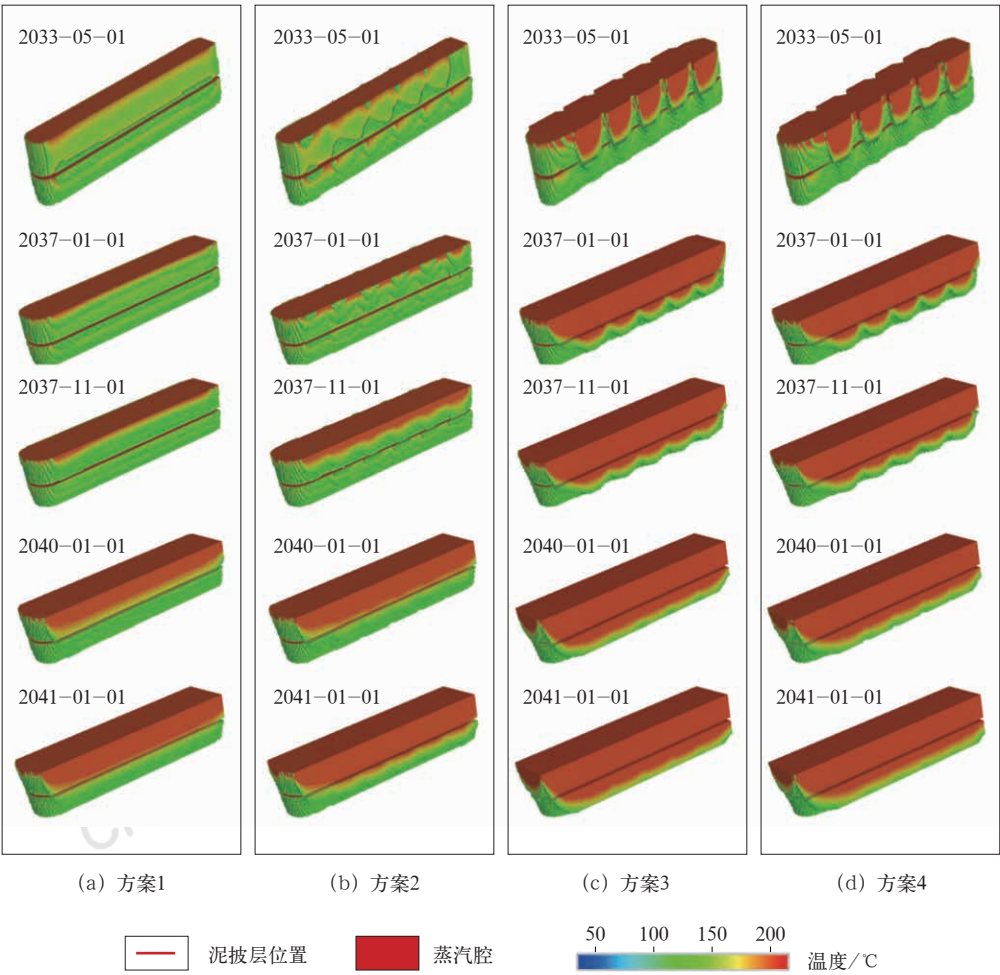


图 14 泥披层分布模式二不同方案蒸汽腔随时间发育动态图
Fig.14 Dynamic steam chamber development over time of different schemes
(mud drape layer distribution pattern II)

表 4 泥披层分布模式二不同方案生产指标汇总表

Table 4 Summary of production performance indicators of different schemes (mud drape layer distribution pattern II)

| 设计方案 | 累计产油量 /10 ⁴ m ³ | 峰值日产量 /m ³ | 累计汽油比 /(m ³ · m ⁻³) |
|------|---------------------------------------|-----------------------|--------------------------------------------|
| 方案 1 | 66.2 | 71 | 5.31 |
| 方案 2 | 63.4 | 73 | 5.59 |
| 方案 3 | 67.6 | 101 | 5.01 |
| 方案 4 | 61.1 | 114 | 5.89 |

总体结果显示,在储层中存在泥拔层时,特别是对于注汽井上方存在泥拔层的情况来说,多分支注汽井可以提高水平井注汽能力,增大蒸汽腔早期的波及体积,井对产量爬坡期缩短、峰值日产油水平升高。当生产井采用多分支井设计时,可提高单井泄油面积,从而提高井对峰值产量。理想情况下,多分支井眼可同时成为注汽和泄油的优势通道,但生产井的汽液界面设置会在一定程度上造成生产井压力升高、排量降低、多分支井间剩余油饱和度增加,从而降低累计产油量。

在现场实际井型设计中,由于钻井工艺限制(多分支井眼与主井眼间角度较大,井眼尺寸较小,难以实现低成本有效完井),多分支井眼可采用裸眼完井。在这种情况下,裸眼完井的多分支井井眼则类似于储层中的高渗条带,促进注入蒸汽沿井眼向上与加热后原油沿井眼向下的流动。在数值模拟研究结果中发现,在套管完井的条件下,多分支注汽井可以提高注汽能力,多分支生产井可以提高井对泄油能力,二者均可提高井对的峰值产油水平。而为了防止注入蒸汽窜进井筒,采用多分支生产井设计时会限制生产井的产液量,造成累计产油量的降低。针

对蒸汽窜进问题,麦凯河区块现场已试验了10余个井对安装油管型或套管型流入控制装置(ICD),有效平衡生产井产液剖面。考虑到上述因素,在现场实际井型设计中,如多分支井眼采用裸眼完井,当储层中泥拔层位于注汽井上方时,则推荐从生产井钻多分支井眼,向上穿过泥拔层,发挥多分支井提高蒸汽腔扩展与增加泄油能力的作用,同时,在多分支井与主井眼连接处,设计套管型 ICD 抑制蒸汽窜进井筒,保证井对产液量。

3 多分支水平井 SAGD 现场开发效果分析

加拿大油砂区块麦凯河一期于2019年11月完钻了4对加密井,其中2对加密井生产井采用多分支井设计,1对加密井注汽井与生产井均采用多分支井设计。多分支井采用上倾式设计、裸眼完井并采用10个多分支井不对称排布设计。在设计多分支井轨迹时,根据井对所在不同位置的泥拔层分布情况分别进行了针对性设计,尽可能地使多分支井穿过注汽井上方泥拔层,增加泄油能力,同时连接邻井蒸汽腔,通过驱泄复合机理提高多分支井开发效果。具体多分支井设计情况如图15所示。

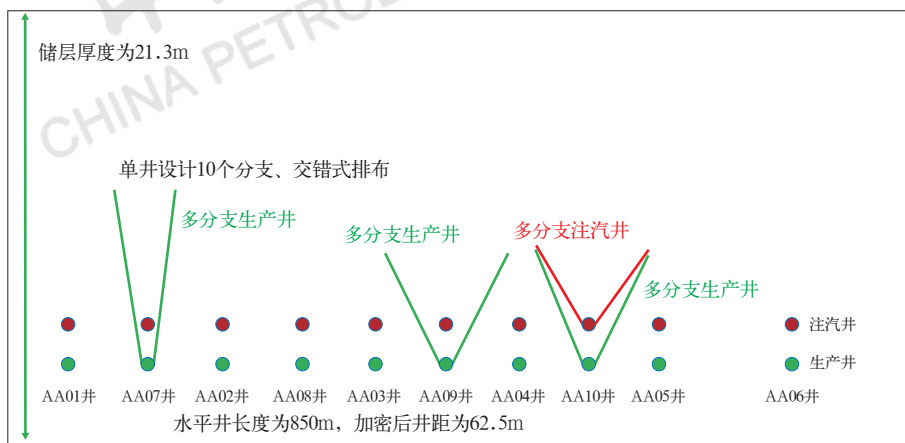


图15 加密多分支井对井轨迹剖面图

Fig.15 Well trajectory profile of infill multi-lateral well pair

从早期多分支井的开发效果来看,主要表现出SAGD 预热时间缩短、早期生产效果好、上产快的特点。相比于AA平台老井,加密井对预热时间明显缩短(从平均的178天降低到136天),转产温度均超过100℃,预热时间与注汽量如表5所示。

AA平台老井于2017年转入SAGD生产,而AA平台4对加密井于2020年转入SAGD生产。从产量

对比曲线可以看出加密井相较于老井上产速度快,转产后,老井产量在6个月时间内达到40t/d,而多分支加密井产量在5个月时间内达到70t/d,在相同累计产油量条件下,生产时间缩短了11个月(图16、图17)。加密井产量高于同阶段老井,平均峰值产量为90t/d。体现出多分支加密井上产速度快,同时产量远远超过平台老井。

表 5 AA 平台加密井对预热情况数据表
Table 5 Pre-heating data of infill wells in Pad AA

| 井号 | 预热时间 /d | 平均日注汽量 /t | 注汽井注汽量 /10 ⁴ t | 生产井注汽量 /10 ⁴ t | 总蒸汽用量 /10 ⁴ t |
|------|---------|-----------|---------------------------|---------------------------|--------------------------|
| AA07 | 139 | 246 | 1.8 | 1.7 | 3.5 |
| AA08 | 145 | 257 | 2 | 1.5 | 3.5 |
| AA09 | 116 | 147 | 0.3 | 1.2 | 1.5 |
| AA10 | 115 | 259 | 1.2 | 1.1 | 2.3 |

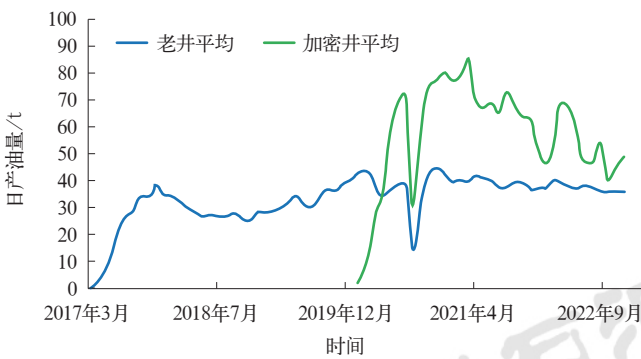


图 16 AA 平台已实施 4 对加密井与老井日产油量对比曲线

Fig.16 Comparison of daily oil production curve between four infill wells in Pad AA and old wells

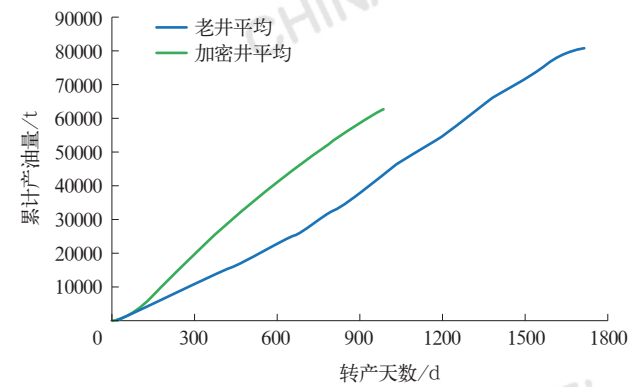


图 17 AA 平台已实施 4 对加密井与老井平均累计产油量对比曲线

Fig.17 Comparison of average cumulative oil production curve between four infill wells in Pad AA and old wells

对现场生产数据开展统计可以发现，与数值模拟研究结果类似，在 SAGD 井对采取多分支井设计（无论是注汽井采用多分支井设计或是生产井采用多分支井设计）后，峰值产量相比于地质情况较为相近的邻井均有所提高，具体如表 6 所示。

表 6 AA 平台井对峰值产量对比表

Table 6 Comparison of peak oil production of wells in Pad AA

| 加密井 | | 加密井邻井 | |
|------|----------------------------------|-------|----------------------------------|
| 井号 | 峰值产量 / (t · d ⁻¹) | 井号 | 峰值产量 / (t · d ⁻¹) |
| AA07 | 113 | AA01 | 75 |
| | | AA02 | 90 |
| AA08 | 122 | AA02 | 90 |
| | | AA03 | 96 |
| AA09 | 98 | AA03 | 96 |
| | | AA04 | 61 |
| AA10 | 70 | AA04 | 61 |
| | | AA05 | 59 |

通过现场生产数据统计发现，SAGD 井对在采用多分支井设计后，峰值产油量提高，开发效果有所提升，这点与数值模拟研究结果一致。但与此同时，多分支井对上产速度加快，动用程度升高，生产井水平段动用情况相比于老井有所提升，则与数值模拟研究结果产生了差异。分析认为，造成不一致的原因主要有 3 点：一是在数值模拟研究中，多分支井均采用套管完井，而现场实际采用裸眼完井；二是数值模拟机理模型中均采用单井对进行模拟，而现场实际则采用多分支井对在产平台进行加密；三是现场 AA 平台的泥披层分布模式具有很强的随机性，在数值模拟研究中难以直接进行类比。

裸眼完井对比套管完井，最大的差别表现为分支井不再受汽液界面操作参数的限制。在数值模拟研究中，通过限制井筒内蒸汽流量控制汽液界面（Subcool），如分支井过于靠近蒸汽腔则会通过提高注汽量与产液量的方式恢复汽液界面；而在现场由于加密井主井筒均安装了套管型 ICD，采用 0℃ 汽液

界面操作方式,保障有闪蒸蒸汽通过 ICD 而起到限流作用,使得在现场生产时,多分支加密井的注汽量与产液量提高,采用裸眼完井时,多分支井可以同时成为注蒸汽与蒸汽腔泄油的通道,从而进一步提高多分支井的开发效果。在现场投产多分支加密井对时,加密平台的老井已生产超过了两年的时间,地层的压力、温度相比于原始情况均有一定程度的提升。从注汽量对比曲线可以看到,在现场投产后,多分支加密井平均注汽量远高于同期同平台老井(图 18),蒸汽腔发育速度与产量爬坡速度更快。而在数值模拟研究中,多分支井方案投产后注汽量低于双水平井方案。

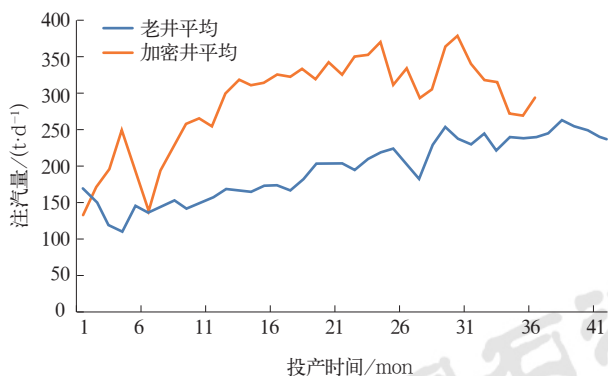


图 18 加密井与老井平均注汽量对比曲线

Fig.18 Comparison of average steam injection volume curve between infill wells and old wells

在 AA 平台加密多分支井对后,平台井距为 62.5m,在生产 3 年后,4 个加密井对蒸汽腔均与邻井产生了连通。以 AA08 井与其邻井 AA03 井为例,把两个井对的生产指标曲线(图 19)进行对比可以看出,2021 年 3 月之后,老井 AA03 井在产液量基本稳定的情况下,注汽量持续下降,而加密井 AA08 井注汽量持续上升,产液量则在下降。与此同时,在加密井 AA08 井关井作业、注汽井停止注汽时,AA03 井注汽量出现激增。说明在加密井停止注汽后,蒸汽腔压力出现亏空,而在此时两井的蒸汽腔已经连通,在恒压注汽的条件下,老井注汽量出现激增。

SAGD 井对蒸汽腔的串联会造成单井对生产指标在一定程度上失真,尤其是当相邻井对投产时间不同、注汽量不均、储层条件具有一定差别的情况下。这对于多分支加密井投产后的开发效果来说有利有弊。以 AA09 井对为例,该井对的生产井采用了不对称的裸眼多分支井设计。在投产初期,与邻井蒸汽腔的串联提高了生产速度。在预热阶段结束后,日产油水平达到 50t 用时 54 天,日产油水平达到 90t 用时 158 天,远超同平台常规 SAGD 井对。但在日产油水平达到峰值之后,由于井对注汽压力高且裸眼多分支井型造成蒸汽注入邻井蒸汽腔,并未对该井产量做出贡献。

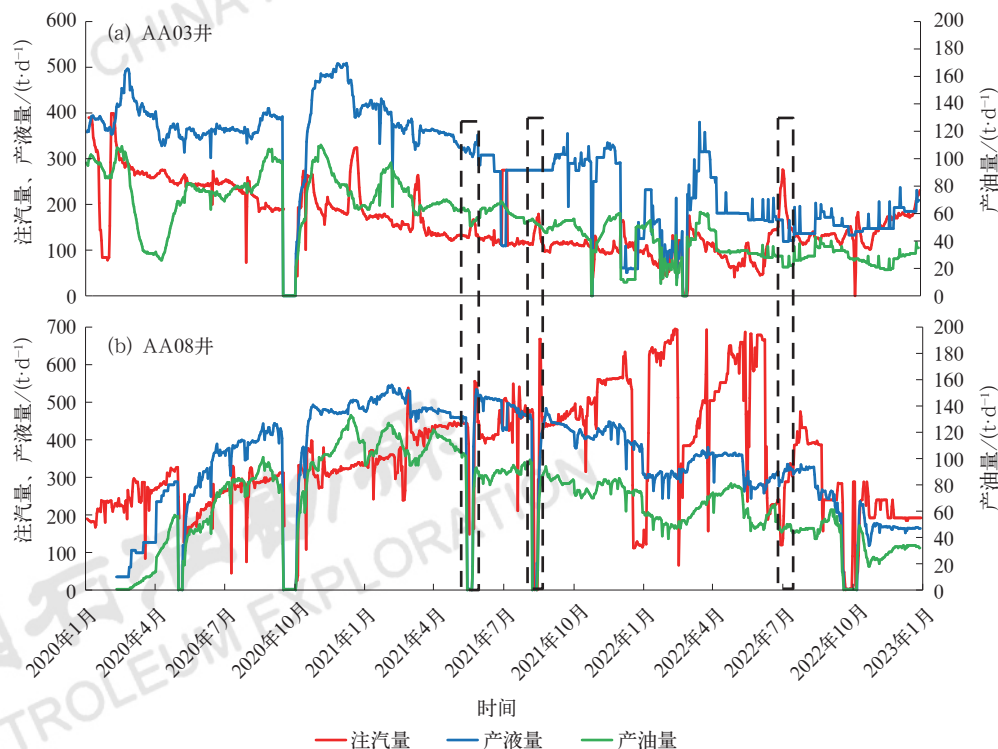


图 19 AA03 井与 AA08 井生产指标曲线

Fig.19 Production curve of wells AA03 and AA08

一般来说, SAGD 开发过程中随着蒸汽腔发育产量逐步提高并达到平台期, 但从该井生产曲线上可以看到注汽量与产油量曲线出现背离, 使得井对开发效果下

降。2022 年底该井注汽量降低了 200t/d, 而对产油量并未造成显著影响, 更加验证了井对间蒸汽腔的串联情况, 如图 20 所示。

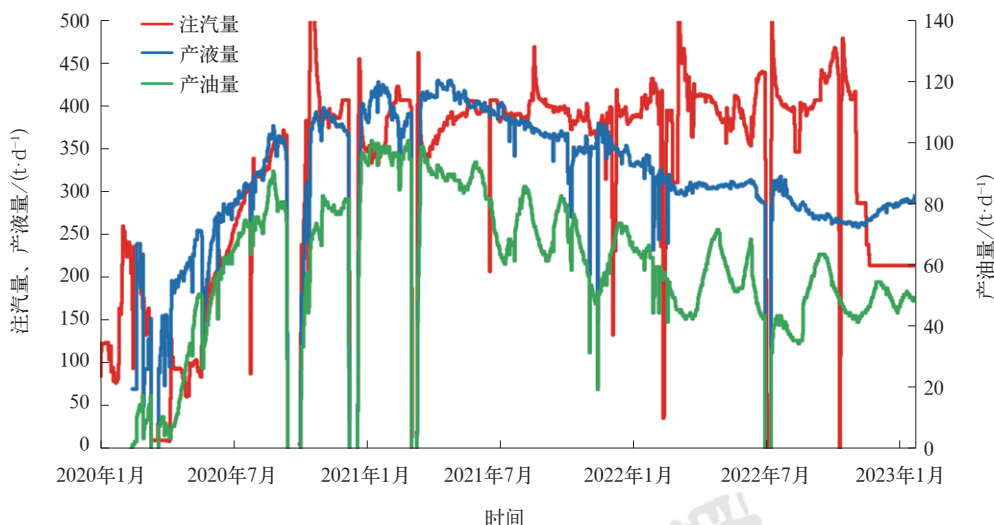


图 20 AA09 井生产指标曲线

Fig.20 Production curve of Well AA09

对于采用多分支井进行加密的情况, 由于多分支井采用裸眼完井时会大幅增加注汽井的注汽能力, 在多分支井投产早期, 较好的注汽能力可以促进与邻井蒸汽腔的连通, 提高水平井对的开发效果。但是随着不断的生产, 考虑到同平台老井蒸汽腔发育时间长、扩展范围大, 如果不对平台井对的操作压力进行精细调控, 则会造成老井吸汽, 而多分支井对开发效果下降的情况。为了避免这种情况发生, 在多分支加密井投产后 3~6 个月, 应保持老井操作压力高于加密井操作压力 50~100kPa, 防止老井蒸汽腔过度吸汽。同时可在适当时机在加密多分支井对的注汽井中注入示踪剂, 根据蒸汽流向进行进一步有针对性的调控。

4 结论

本文开展了油砂多分支水平井 SAGD 开发规律研究及技术对策分析, 评价多分支井 SAGD 开发效果与该技术对于克服储层中泥拔层遮挡的适应性, 结果显示: (1) 在数值模拟研究中, 当储层中存在泥拔层时, 多分支注汽井可以提高水平井注汽能力, 增大蒸汽腔早期的波及体积, 井对产量爬坡期缩短、峰值日产油水平升高。当生产井采用多分支井设计时, 可提高单井泄油面积, 从而提高井对峰值产量。(2) 当采用多分支井设计时, 多分支井眼促成了注汽和泄油的优势通道, 蒸汽能直接进入泥拔层上方, 形成的冷

凝水及具备流动性的原油可以由分支井快速流入水平段中, 克服了泥拔层的遮挡作用。(3) 现场生产动态分析发现, 在 SAGD 井对采用裸眼多分支井设计后, 井对峰值产油水平提高, 与数值模拟研究结果一致。现场井筒采用裸眼完井进一步提高了多分支井对的注汽能力与早期产量, 但加剧了多分支井对与邻井的井间干扰情况, 造成多分支井对产量出现波动。

参考文献

- [1] Butler R M, McNab G S, Lo H Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating[J]. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 1981, 59(4):455-460.
- [2] Chen Q, Margot G G, Kovscek A R. Effects of reservoir heterogeneities on the steam-assisted gravity-drainage process[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, 11(5):921-932.
- [3] Ma Z, Leung J Y, Zanon S. Integration of artificial intelligence and production data analysis for shale heterogeneity characterization in steam-assisted gravity-drainage reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 163:139-155.
- [4] Shin H, Choe J. Shale barrier effects on the SAGD performance[C]. Abu Dhabi: SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, 2009.
- [5] Zhou Y, Xi C, Wu J. Effect of barriers on the SAGD performance result[C]. Beijing: International Petroleum Technology Conference, 2013.
- [6] 任科屹, 段永刚, 魏明强, 等. 稠油油藏夹层沿程展布对 SAGD 生产特征的影响[J]. 非常规油气, 2020, 7(5):50-57.
Ren Keyi, Duan Yonggang, Wei Mingqiang, et al. Influence of shale barrier distribution variation modes along horizontal

- well on SAGD production characteristics in the heavy oil reservoirs[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2020,7(5):50–57.
- [7] 魏绍蕾, 程林松, 张辉登, 等. 夹层对加拿大麦凯河油砂区块双水平井蒸汽辅助重力泄油开发的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2016,23(2):62–69.
- Wei Shaolei, Cheng Linsong, Zhang Huideng, *et al.* Physical simulation of the interlayer effect on SAGD production by dual horizontal well in Mackay River oil sands block, Canada[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016,23(2):62–69.
- [8] 王倩, 高祥录, 罗池辉, 等. 超稠油Ⅲ类油藏夹层发育模式及SAGD提高采收率技术[J]. *特种油气藏*, 2020,27(4):105–112.
- Wang Qian, Gao Xianglu, Luo Chihui, *et al.* Interlayer development patterns and SAGD enhanced oil recovery technology in the super heavy oil category—Ⅲ reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2020,27(4):105–112.
- [9] Min K, Hyundon S. Development and application of proxy models for predicting the shale barrier size using reservoir parameters and SAGD production data[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018,170:331–344.
- [10] Bao Y, Wang J Y, Gates I D. History match of the Liaohe oil field SAGD operation—a vertical—horizontal well reservoir production machine[C]. Calgary: SPE Heavy Oil Conference Canada, SPE 157810, 2012.
- [11] Saeedi M, Settari A T. SAGD operation in interbedded sands with application of horizontal multistage fracturing: reservoir engineering aspects[C]. Calgary: SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, SPE 181511, 2016.
- [12] Liang Guangyue, Liu Shangqi, Liu Yang, *et al.* The potential evaluation of superheated steam with high degree assisted gravity drainage process in oil sands project[C]. Abu Dhabi: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 2017.
- [13] Gao Chang, Leung J Y. Techniques for fast screening of 3D heterogeneous shale barrier configurations and their impacts on SAGD chamber development[J]. *SPE Journal*, 2021,26:2114–2138.
- [14] Sun X, Qian G, Xu B, *et al.* SAGD dilation startup and its applications in a shallow super heavy—oil reservoir in Xinjiang Oilfield, China[C]. 54th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 2020.
- [15] 张波, 叶继根, 黄磊. 隔夹层对双水平井SAGD开发效果影响数值模拟研究[J]. *中国锰业*, 2017,35(2):155–159.
- Zhang Bo, Ye Jigen, Huang Lei. Numerical simulation of interlayer effect on SAGD development by double horizontal well [J]. *China Manganese Industry*, 2017,35(2):155–159.
- [16] 廖广志, 李秀峦, 王正茂, 等. 超稠油SAGD/VHSD高效开发创新技术与发展趋势[J]. *石油科技论坛*, 2022,41(3):26–34.
- Liao Guangzhi, Li Xiuluan, Wang Zhengmao, *et al.* Innovative technology and development trend for efficient SAGD/VHSD development of super—heavy oil[J]. *Petroleum Science and Technology Forum*, 2022,41(3):26–34.
- [17] Boardman D W. Designing the optimal multi—lateral well type for a heavy oil reservoir in Lake Maracaibo, Venezuela[C]. Bakersfield: International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, SPE 37554, 1997.
- [18] Sugiyama H, Tochikawa T, Peden J M, *et al.* The optimal application of multilateral/multi—branch completions[C]. Kuala Lumpur: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, SPE 38033, 1997.
- [19] Bogachev K, Tran H, Sorokina M. Thermal simulation with multilateral wells[C]. Moscow: SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 2016.
- [20] Yildiz T. Multilateral horizontal well productivity[C]. Madrid: SPE Europec/EAGE Annual Conference, 2005.
- [21] Hassan A, Abdulraheem A, Elkatatny S, *et al.* New approach to quantify productivity of fishbone multilateral well[C]. San Antonio: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2017.
- [22] Bogachev K Y, Erofeev V D P. Grid and fluid independent description for multilateral horizontal well in dynamic simulation[C]. Abu Dhabi: SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, 2019.
- [23] Abdulazeem A, Alnuaim S. New method to estimate IPR for fishbone oil multilateral wells in solution gas drive reservoirs[C]. Dammam: SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, 2016.
- [24] Ozdemirtas M, McGinn T, Mejia J, *et al.* Innovative fishbone SAGD well pair: an integrated approach to efficiently unlock the resource potential in Canadian oil sands play[C]. London: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 2015.
- [25] Cavalcante F, Jose S, Xu Yifei, *et al.* Modeling fishbones using the embedded discrete fracture model formulation: sensitivity analysis and history matching[C]. Houston: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015.
- [26] Ulaeto U W, Onyekonwu M, Ikiensikimama S. Improved deliverability model for horizontal and multilateral wells[C]. Lagos: SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 2014.
- [27] Salas J R, Clifford P J, Jenkins DP. Multilateral well performance prediction[C]. Anchorage: SPE Western Regional Meeting, 1996.
- [28] Munoz R. Simulation sensitivity study and design parameters optimization of SAGD process[C]. Calgary: SPE Heavy Oil Conference Canada, 2013:1–17.
- [29] Liu Peng, Zhou You, Liu Pengcheng, *et al.* Numerical study of herringbone injector—horizontal producer steam assisted gravity drainage (HI—SAGD) for extra—heavy oil recovery[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019,181:106227.
- [30] 赵睿, 罗池辉, 陈河青, 等. 鱼骨注汽水平井SAGD在风城油田超稠油油藏中的应用[J]. *新疆石油地质*, 2017,38(5):611–615.
- Zhao Rui, Luo Chihui, Chen Heqing, *et al.* Application of SAGD technology with fishbone steam—injection horizontal well in super heavy oil reservoirs[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2017,38(5):611–615.
- [31] 窦莲, 彭小龙, 冉艳, 等. 煤层气藏中一种模拟压裂直井的等效方法[J]. *特种油气藏*, 2012,19(4):96–99,155–156.
- Dou Lian, Peng Xiaolong, Ran Yan, *et al.* An equivalent method for simulating vertical well fracturing in coal gas reservoirs[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2012,19(4):96–99,155–156.
- [32] 王大为. 多分支水平井渗流理论及应用研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2012.
- Wang Dawei. Study on percolation theory and application for multi—branched horizontal wells[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [33] 赵燕. 复杂多分支水平井产能预测[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2009.
- Zhao Yan. The productivity prediction research of complex horizontal multilateral well[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2009.