

引用格式:吴光焕,李伟,王一平.胜利油田稠油油藏开发技术进展[J].油气地质与采收率,2024,31(5):113-121.  
WU Guanghuan, LI Wei, WANG Yiping. Development technology progress of heavy oil reservoirs in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(5): 113-121.

## 胜利油田稠油油藏开发技术进展

吴光焕,李伟,王一平

(中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营 257015)

**摘要:**针对胜利油田不同类型稠油油藏的地质特点及开发矛盾,形成了一套较为完善的稠油油藏开发技术系列,并取得了显著的开发效果。从各项技术的理论基础和矿场应用2个方面,总结了不同类型稠油油藏开发技术进展。对于高轮次吞吐后的稠油油藏,基于非达西渗流理论,形成了井网加密技术;对于敏感性稠油油藏,形成了近热远防理论,降低了水敏对开发的不利影响;对于特超稠油油藏,通过HDCS技术的协同降黏、膨胀增能作用,解决了“注不进、采不出”的开发难题;对于低效水驱稠油油藏,通过转蒸汽驱,达到加密角井流线、水井流线逆向的目的,从而提高该类油藏的采收率;对于深层稠油油藏,以气热协同保热强热、热剂协同接替助驱、气剂协同均衡热前缘的协同增效作用机理认识为基础,形成了多元热复合驱油理论,实现了深层稠油的有效动用;对于薄层稠油油藏,通过热+水平井复合开发模式,提高了油藏的吸汽能力和动用范围;对于浅薄层超稠油油藏,通过HDNS技术增能降黏扩波及,实现了该类油藏的高效开发。胜利油田稠油油藏开发技术系列的应用,为胜利油田稠油效益开发、绿色开发提供了技术支撑。

**关键词:**深层稠油油藏;薄层稠油油藏;敏感性稠油油藏;低效水驱油藏;井网加密;近热远防;HDCS;HDNS;多元热复合驱

文章编号:1009-9603(2024)05-0113-09

DOI:10.13673/j.pgre.202405057

中图分类号:TE345

文献标识码:A

## Development technology progress of heavy oil reservoirs in Shengli Oilfield

WU Guanghuan, LI Wei, WANG Yiping

(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC,  
Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

**Abstract:** In view of the geological characteristics and development contradictions of different types of heavy oil reservoirs in Shengli Oilfield, a set of development technologies for heavy oil reservoirs have been developed, and remarkable development achievements have been obtained. In this paper, the progress of development technologies for different types of heavy oil reservoirs was summarized in the theoretical basis and the field application. For heavy oil reservoirs after many rounds of huffing and puffing, the well pattern infilling technology was formed based on the non-Darcy flow theory. For sensitive heavy oil reservoirs, the adverse impact of water sensitivity on development was reduced based on the proposed theory of near heat and remote prevention. For extra-heavy oil reservoirs, HDCS technology was applied through the synergistic viscosity reduction and energy enhancement due to the expansion to solve the development problem of difficult injection and production. For inefficient water-flooding heavy oil reservoirs, the flow lines of infilled corner wells and water wells were changed by turning to steam flooding to enhance oil recovery. For deep heavy oil reservoirs, the multi-thermal composite oil displacement theory was formed, and deep heavy oil reservoirs were effectively produced based on the understanding of the synergistic interaction mechanism of gas-heat synergy for heat retention and enhancing steam chamber, heat-agent synergy for replacing viscosity reduction and improving flooding, and gas-agent synergy for thermal front equilibrium. For thin heavy oil reservoirs the steam absorption capacity and production ranges were improved through

收稿日期:2024-05-23。

作者简介:吴光焕(1968—),男,湖北麻城人,研究员,从事稠油开发理论与技术研究。E-mail:wuguanghuan.slyt@sinopec.com。

the thermal and horizontal well composite development model. For shallow extra-heavy oil reservoirs, HDNS technology was used to enhance the energy, reduce viscosity, and expand the spread, realizing efficient development. The application of development technologies for heavy oil reservoirs in Shengli Oilfield provides technical support for the beneficial development and green development of heavy oil in Shengli Oilfield.

**Key words:** deep heavy oil reservoir; thin heavy oil reservoir; sensitive heavy oil reservoir; inefficient water flooding reservoir; well pattern infilling; near heat and remote prevention; HDCS; HDNS; multi-thermal composite flooding

胜利油田具有丰富的稠油资源,胜利东部包括乐安油田、孤岛油田、单家寺油田以及金家油田等<sup>[1]</sup>,胜利西部包括春风油田、春晖油田以及阿拉德油田。胜利稠油油藏具有埋藏深、厚度薄、普遍发育边底水、边际油藏占比高(93%)的特点,国内外均无成熟开发技术借鉴<sup>[2-4]</sup>。胜利稠油自20世纪80年代投入开发以来,通过技术引进在20世纪90年代高峰产量曾达到 $200 \times 10^4$  t以上,但新增探明储量主要是薄层稠油、敏感性稠油、特超稠油、深层稠油,当时技术难以动用,产量进入低谷。针对存在问题,对不同类型稠油油藏开展攻关探索,形成了较为完善的稠油油藏开发技术序列<sup>[5-12]</sup>。在各项开发技术的助力下,胜利油田稠油油藏开发领域不断拓展,实现连续12 a稳产 $440 \times 10^4$  t以上,累积产油量超 $1 \times 10^8$  t,取得了巨大的经济和社会效益,对胜利稠油的持续高效开发具有重要指导意义。

## 1 稠油油藏特点及开发难点

胜利东部稠油油藏具有复杂的地质条件以及多样的油藏类型,主要特点包括:①油藏埋藏深度较大。超过92%的探明储量属于深层稠油(埋深 $\geq 900$  m),受埋深及高地层压力影响,注蒸汽开发需要较高的注汽压力、较大的注汽井筒热损失以及较低的井底干度,显著影响了热采开发效果。②原油黏度变化大。既有黏度为 $50 \sim 10\,000$  mPa·s的普通稠油油藏,又有黏度为 $10\,000 \sim 50\,000$  mPa·s的特稠油油藏,还有黏度大于 $50\,000$  mPa·s的超稠油油藏。正王庄油田的郑411块沙三段地层温度下脱气原油黏度 $\geq 200\,000$  mPa·s,高黏度原油致使直井注汽过程中注汽压力高,蒸汽的热波及范围小。③储层厚度薄。胜利东部稠油油藏的储层厚度明显低于国内外其他稠油油藏,其中有31.2%的稠油油藏储层厚度低于6 m,如典型的薄互层稠油区块陈373块,纵向上含油层系为7—8层,但单层厚度均为2~6 m,导致储层中蒸汽热损失较大。④储层强水敏<sup>[13]</sup>。黏土矿物含量大于8%,水敏渗透率保留率小于30%的储量占东部总探明储量的7%,该类油

藏注蒸汽热采开发油层渗透率保留率低,流动性差,递减快,开发效果差。⑤普遍发育边底水。水油体积比大于5的储量占东部总探明储量的57.7%,该类油藏见水早,含水率高<sup>[14]</sup>,难以实现有效开发。

春风油田是胜利西部主要的已动用储量区域<sup>[15]</sup>,该区域含油层系较为单一。相比胜利东部稠油油藏,西部稠油油藏具有以下特点:①埋藏浅。胜利西部稠油属于浅层稠油,埋深为160~600 m,原始地层压力为2~6 MPa,有效生产压差建立困难,且人工举升难度大。②储层厚度薄。稠油油藏储层厚度 $\leq 12$  m,平均单层有效厚度为2~6 m,平均有效厚度为6.1 m,由于厚度薄,注蒸汽热损失大,单井经济极限井距大。③原油黏度高。胜利西部稠油油藏温度为24~34 °C,该温度下脱气原油黏度为 $20\,000 \sim 180\,000$  mPa·s,属特-超稠油油藏,稠油在地层条件下不具有流动能力<sup>[16-18]</sup>,通过蒸汽吞吐能够见到初产,但产量递减快,经济效益差。

## 2 开发技术进展

### 2.1 稠油油藏井网加密技术

胜利稠油油藏开发方式以蒸汽吞吐开发为主,开发井井距相对较大<sup>[19]</sup>,一般为141 m。高轮次吞吐后加热半径为40~50 m,近井区域储量得到动用,但井间区域不能有效加热,未动用的井间区域储量占比大,致使井间剩余油富集。

#### 2.1.1 理论基础

稠油在地层中表现为非牛顿流体,其渗流模式为具有启动压力梯度的非达西渗流<sup>[20]</sup>,普通稠油在流动过程中表现为拟塑性流体,但特-超稠油表现为膨胀性流体流动特征<sup>[21]</sup>。基于不同黏度原油的岩心渗流实验和矿场开发效果,建立了适用于胜利稠油油藏的非达西渗流模式。

孤岛油田中二北区块地层渗透率为2 300 mD,原始地层温度为65 °C,地层温度下原油黏度为521 mPa·s。周期注汽量为2 500 t,井底蒸汽温度为330 °C,干度为40%。计算结果表明,随着距离井筒距离增加,油藏温度逐渐降低,距离井筒35 m处油

藏温度降至临界温度 $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,说明牛顿流体区域范围为 $35\text{ m}$ ,范围外区域为非牛顿流体区域。在距离井筒 $91\text{ m}$ 处,温度降至原始地层温度,表明蒸汽吞吐开发泄油半径为 $91\text{ m}$ 。牛顿流体区域范围外稠油能够流动的条件为生产压差大于稠油的启动压力,该区域可定义为非牛顿渗流区,此区域之外为不流动区。非牛顿渗流区与牛顿渗流区的范围之和为泄油半径。

为验证上述理论,分别在中二北区块的牛顿渗流区(中23-XJ535)、非牛顿渗流区(中24-检533)以及不流动区(中25-检533)设计了3口密闭取心井,中23-XJ535井取心实测含油饱和度为 $31\%$ ,说明该区域原油动用程度高;中24-检533井取心实测含油饱和度为 $52\%$ ,说明该区域剩余油丰富;中25-检533井取心实测含油饱和度为 $59\%$ ,说明该区域原油未动用。

密闭取心井分析所得到的含油饱和度与理论计算值较为符合,从而使理论的正确性得到验证。以非达西渗流理论认识为基础,明确了开发优化要以井型、井网和井距以及注采参数的优化为基础,然后进行流场调控优化,从而扩大牛顿渗流区范围,减小非牛顿渗流区范围,并尽可能消除不流动区。

### 2.1.2 矿场应用

在非达西渗流理论的指导下,建立了蒸汽吞吐井间温度场、压力场、饱和度场“三场”分布模式,制定了不同黏度普通稠油油藏加密厚度界限(图1)。普通稠油油藏有效动用半径为 $75\text{ m}$ ,考虑经济效益, $8\text{ m}$ 可一次加密,加密成 $141\text{ m}\times 200\text{ m}$ , $11\text{ m}$ 可二次加密,加密成 $100\text{ m}\times 141\text{ m}$ ;特稠油油藏有效动用半径为 $65\text{ m}$ , $9\text{ m}$ 可一次加密,加密成 $141\text{ m}\times 200\text{ m}$ , $12\text{ m}$ 可二次加密,加密成 $100\text{ m}\times 141\text{ m}$ ;超稠油油藏有效动用半径为 $45\text{ m}$ , $15\text{ m}$ 可一次加密,加密成 $100\text{ m}\times 141\text{ m}$ , $30\text{ m}$ 可二次加密,加密成 $70\text{ m}\times 100\text{ m}$ 。

蒸汽吞吐井网加密技术广泛应用于胜利稠油油藏老区调整,实施老区加密调整28个单元,覆盖地质储量 $13\ 238\times 10^4\text{ t}$ 。中二北区块井距由 $200\text{ m}\times 283\text{ m}$ 加密成 $141\text{ m}\times 200\text{ m}$ ,加密井76口井,增加可采储量 $82\times 10^4\text{ t}$ ,采收率由 $21\%$ 提高到 $29.1\%$ ,提高 $8.1$ 个百分点。

## 2.2 敏感性稠油油藏近热远防开发技术

2000年,胜利油田发现王庄—宁海亿吨级稠油油田,该类油藏黏土矿物含量高<sup>[22-23]</sup>,占比达

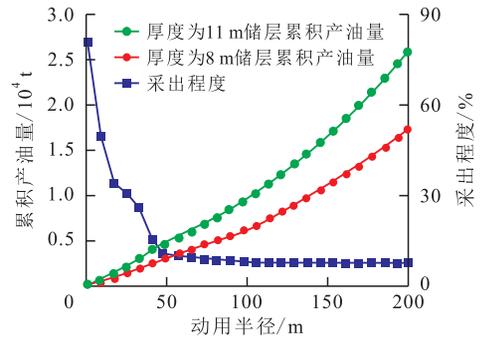


图1 普通稠油油藏加密厚度界限  
Fig.1 Infilling thickness limits of ordinary heavy oil reservoirs

$13.8\%$ 。黏土矿物以钠基蒙脱石为主,遇水发生阳离子交换,产生水化膨胀,堵塞孔喉,渗透率保留率低,仅为 $10\%\sim 20\%$ ,而稠油油藏需要注蒸汽开发,受水敏伤害严重的影响,难以实现有效开发。

### 2.2.1 理论基础

根据理论研究,造成水敏的黏土矿物成分为蒙脱石,在高温下蒙脱石的层间水丢失,造成晶间距变小,从而使黏土矿物成分由蒙脱石转化为伊利石,其发生转化的临界温度为 $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,转化率随温度的升高不断增加,当温度达到 $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,转化率可达到 $78\%$ (图2),且具有不可逆性。

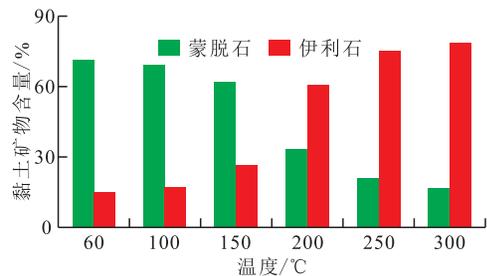


图2 不同温度下黏土矿物含量  
Fig.2 Clay contents under different temperatures

将井筒周围区域划分为水敏型矿物高温转化区(近热区)和远端低温水敏区(远防区),提出了近井加热脱敏、深部化学防膨的敏感性稠油油藏开发技术,即近热远防开发技术。该技术是通过向地层中注入高温蒸汽,使黏土矿物成分由水敏型转化为非水敏型,从而降低水敏的不利影响。在距离井筒较远的区域,通过注入防膨剂来抑制黏土矿物的水敏膨胀。

### 2.2.2 矿场应用

近热远防开发技术动用强水敏稠油藏油储量近 $5\ 000\times 10^4\text{ t}$ ,建成百万吨产能阵地。王庄油田郑36块开发层系为沙一段1砂组,其中 $\text{Es}_1\text{I}^4$ 和 $\text{Es}_1\text{I}^5$ 是主力小层,小层平均孔隙度为 $31.3\%$ ,平均渗透率为 $615\text{ mD}$ ,黏土矿物含量为 $13.8\%$ ,地层温度下原油

黏度为 90~1 190 mPa·s, 渗透率保留率为 12.1%。该区块应用近热远防开发技术取得良好效果, 完成产能建设后, 年产油量为  $53.5 \times 10^4$  t/a, 区块油气比为 1.44 t/t, 实现了敏感性稠油油藏的有效开发。

### 2.3 特超稠油油藏 HDCS 开发技术

特超稠油油藏是指地层脱气原油黏度大于  $10 \times 10^4$  mPa·s 的油藏。2006 年以来, 胜利油田已发现特超稠油油藏探明储量上亿吨, 原油黏度高, 导致注汽压力高, 热波及范围小, 渗流能力低, 常规注蒸汽开发“注不进、采不出”, 产能低, 周期产油量小于 200 t, 周期油气比小于 0.1 t/t, 无法有效动用。

#### 2.3.1 理论基础

针对特超稠油油藏常规注蒸汽无法有效动用的难题, 在深化热复合降黏机理认识的基础上提出

了“H+D+C+S”开发思路(图 3), 即通过水平井注入油溶性降黏剂、CO<sub>2</sub>和蒸汽的开发技术。以段塞方式将油溶性降黏剂、CO<sub>2</sub>和蒸汽注入地层, 可有效应对黏度大、注汽压力高的问题。水平井与油层接触面积大, 同时注汽压力低、热损失小<sup>[24]</sup>; 油溶性降黏剂将稠油大分子分散为小分子, 分散后的小分子在水的作用下形成水包油乳状液, 降低了流体流动过程中的表观黏度; CO<sub>2</sub>在稠油中具有较强的溶解作用<sup>[25]</sup>, 一方面可以起到较好的降黏作用, 另一方面可以膨胀增能<sup>[26]</sup>, 对特超稠油具有良好的溶解抽提降黏效果。该技术通过油溶性降黏剂、CO<sub>2</sub>和蒸汽的物理化学特性, 多元组合降黏, 吸汽、产液能力提高 2.7 倍, 解决了油“稠”的问题, 实现了特超稠油油藏的有效开发动用。

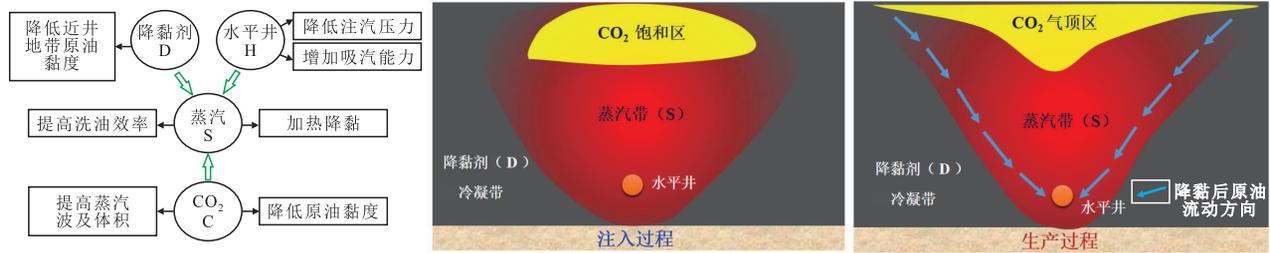


图 3 HDCS 开发机理

Fig.3 HDCS development mechanism

#### 2.3.2 矿场应用

结合配套关键注汽工艺技术, 特超稠油油藏 HDCS 开发技术动用黏度增加到  $50 \times 10^4$  mPa·s, 动用储量近亿吨, 建产  $200 \times 10^4$  t。王庄油田郑 411 单元属于典型深层特超稠油油藏, 原油黏度达到 500 000 mPa·s。1995 年开始先后尝试采用蒸汽吞吐、SAGD、VAPEX、压裂防砂+热采、水平井+热采等多种开发方式均未见效, 单井周期产油量仅为 143 t; 2006 年, 采用 HDCS 开发技术, 注入压力由 19.5 MPa 降至 16 MPa, 单井周期产油量提高了 12 倍, 突破了特超稠油油藏有效开发技术难关。

### 2.4 低效水驱油藏转蒸汽驱技术

胜利油田普通稠油采用水驱开发的储量规模大<sup>[27]</sup>, 为  $3.08 \times 10^8$  t, 已处于开发后期, 采油速度低, 含水率高, 低产低效。该类油藏经过多年的注水开发, 轻质原油被大量采出, 导致原油黏度增大。在油水黏度比的影响下, 注入水容易形成水驱优势通道, 波及系数低<sup>[28-30]</sup>; 同时普通稠油在多孔介质中存在启动压差, 渗流特征表现为拟塑性非牛顿流体的特征, 驱油效率低。研究发现, 当油水黏度比为 200 时, 驱油效率可达 45.2%; 当油水黏度比增加到 1 000 时, 驱油效率仅为 34.3%, 最终采收率仅为

17.3%, 剩余油富集。

#### 2.4.1 理论基础

低效水驱转蒸汽驱技术思路是: 对水驱反九点面积井网的分流线进行加密, 使加密井流线旋转 90°, 边井的流线旋转 45°, 达到加密角井流线、水井流线逆向的目的, 从而使原水驱未能波及到的区域能够被新流线覆盖, 提高低效水驱稠油油藏的采收率; 其次, 水驱主要动用油层下部, 而蒸汽密度小、比容大, 蒸汽的超覆波及系数能达到 90%, 比水驱提高近 50 百分点(图 4), 可以提高油层顶部波及体积, 提高剩余油动用程度。此外, 通过将蒸汽注入地层提高油藏温度, 实现稠油热力降黏的同时增加油相渗透率, 通过增能和改善流动的双重作用, 提高低效水驱油藏的产能。

#### 2.4.2 矿场应用

低效水驱转蒸汽驱技术可实现水驱稠油油藏大幅提高采收率, 覆盖地质储量达  $8 400 \times 10^4$  t, 采收率提高 11.2%。孤岛油田中二中区块馆 5 含油面积为 0.44 km<sup>2</sup>, 地质储量为  $115 \times 10^4$  t, 油藏埋深为 1 300 m, 地层条件下原油黏度为 200~500 mPa·s, 采用 141 m × 200 m 反九点面积井网开发, 水驱阶段采出程度为 18.7%, 含水率为 88.8%。开发方式转换为

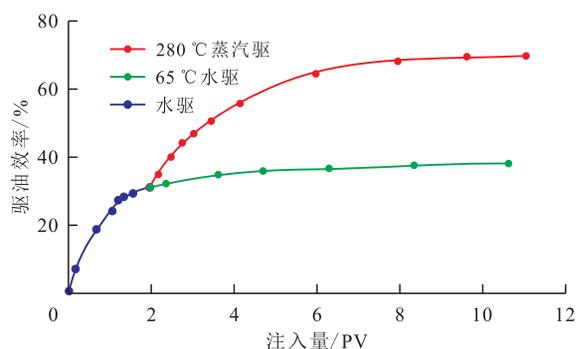


图4 普通稠油不同开发方式驱油效率对比  
Fig.4 Comparison of oil displacement efficiencies of ordinary heavy oil reservoirs under different development methods

蒸汽驱后,累积增油量为 $17.9 \times 10^4$  t,采出程度提高15.6%,油汽比为0.46 t/t,蒸汽驱开发预测采收率为48.9%,比水驱阶段采收率提高24.8%。

## 2.5 深层稠油油藏多元热复合驱油技术

蒸汽驱是稠油油藏高轮次蒸汽吞吐后大幅度提高采收率的有效方式<sup>[31-33]</sup>,但胜利东部稠油油藏采用蒸汽驱开发面临几大难题:一是埋藏深,导致蒸汽到达井底后干度低;二是油藏高压导致蒸汽腔扩展难度大,储层中以热水驱为主;三是非均质性强,蒸汽腔难以均衡扩展。因此,胜利东部规模推广蒸汽驱技术仍具有较高难度。

### 2.5.1 理论基础

多元热复合驱所注入的非凝析气体氮气在岩石液膜表面富集形成“微气层”,降低蒸汽与岩石的热传递<sup>[34]</sup>,使更多热量传向油层深部,岩心驱替实验证实,气体辅助蒸汽可提高岩心中后部温度 $10 \sim 17$  °C。此外,混入氮气后可降低蒸汽分压,等热焓情况下,蒸汽干度和比容增加,促进蒸汽腔扩展<sup>[35]</sup>,氮气摩尔分数为0.1时,蒸汽腔体积扩大44%,气-热协同保热强热,可解决扩腔难的问题;驱油剂具有降低油水界面张力、降低原油黏度、降低黏附功的“三降”作用,油水界面张力达到 $10^{-3}$  mN/m超低水平,动态降黏率大于90%,黏附功降低2个数量级。不同温度与界面张力驱油剂驱油实验表明,近井高温区以热力驱油为主,随着温度降低,驱油剂“降张、降黏、降黏附功”作用增强,有效弥补热力驱油作用减弱的问题,热-剂协同接替助驱,解决热水带驱油效率低的难题;氮气泡沫辅助蒸汽驱微观可视化实验表明,气-剂协同形成的泡沫体系能够暂堵蒸汽渗流优势通道<sup>[36-39]</sup>,迫使蒸汽转向,扩大蒸汽波及范围。不同气液比泡沫阻力因子实验表明,泡沫体系在气液比为1~3时封堵能力最强。三维物理模拟实验显示,泡沫体系自井底向地层深部流动,蒸汽

干度降低使得气液比在热前缘附近降至作用区间,均衡调控热前缘,蒸汽腔体积扩大35%,气-剂协同调控热前缘,解决动用不均衡难题。

创新发展的“热力+复合驱油”思路,即多元热复合驱油技术,以热力为基础,引入驱油剂、泡沫剂、气体等多种介质,变单一蒸汽热采为多元热复合开发,利用气-热协同保热强热、热-剂协同接替助驱、气-剂协同调控热前缘的协同增效作用,扩大热波及体积,提高驱油效率,均衡驱替热前缘,大幅度提高采收率。

### 2.5.2 矿场应用

2022年,在王庄油田郑364块开展多元热复合驱先导试验,试验区埋深为1 200 m,有效厚度为8.3 m,渗透率级差为23,采用95%蒸汽(1.02 PV)+0.4%泡沫体系(0.17 PV)+0.5%驱油剂(0.11 PV)的驱油体系,转多元热复合驱后日产油量由66 t/d上升到107 t/d(图5),提高60%,最终采收率达到55.9%,累积产油量为 $206.5 \times 10^4$  t,提高采收率21.91%。该技术在胜利油田具有广阔的应用前景,可推广潜力 $1.5 \times 10^8$  t,增加可采储量 $3 000 \times 10^4$  t。

## 2.6 薄层稠油油藏水平井开发技术

薄层稠油油藏主要是指含有一个或多个含油小层,单层有效厚度 $<5$  m、净毛比 $<0.5$ 、储层以砂泥岩互层为主的稠油油藏。截至目前,胜利油田已发现薄层稠油油藏探明储量达 $5.26 \times 10^8$  t,资源量大。该类油藏层薄、层多、隔层厚度薄,油水关系复杂,油水分布认识难度大;油层厚度薄,蒸汽开发热损失大;油水间互导致注蒸汽易发生窜流,因此采用直井开发难以满足生产需要。

### 2.6.1 理论基础

研究发现,薄层稠油油藏中水平井开发热损失为40%~55%,比直井开发的热损失降低20%~30%(图6),可有效改善热采开发效果<sup>[40]</sup>;水平井增大了与油层的接触面积,接触面积提高40倍以上,单井控制储量增加1.55倍,从而提高生产井吸汽和产液能力,扩大油藏动用范围;采用水平井开发,可以改变套管应力方向,防止管外窜的发生,从而延长生产周期。为此,提出“热+水平井”复合开发模式,创新形成薄层稠油油藏水平井开发技术。

### 2.6.2 矿场应用

薄层稠油油藏水平井开发技术实现薄互层稠油油藏的有效开发,先后动用陈373块、单2块馆陶组等41个单元,地质储量为 $4 515 \times 10^4$  t,年产油量超百万吨。同时水平井组合开发技术降低了开发门

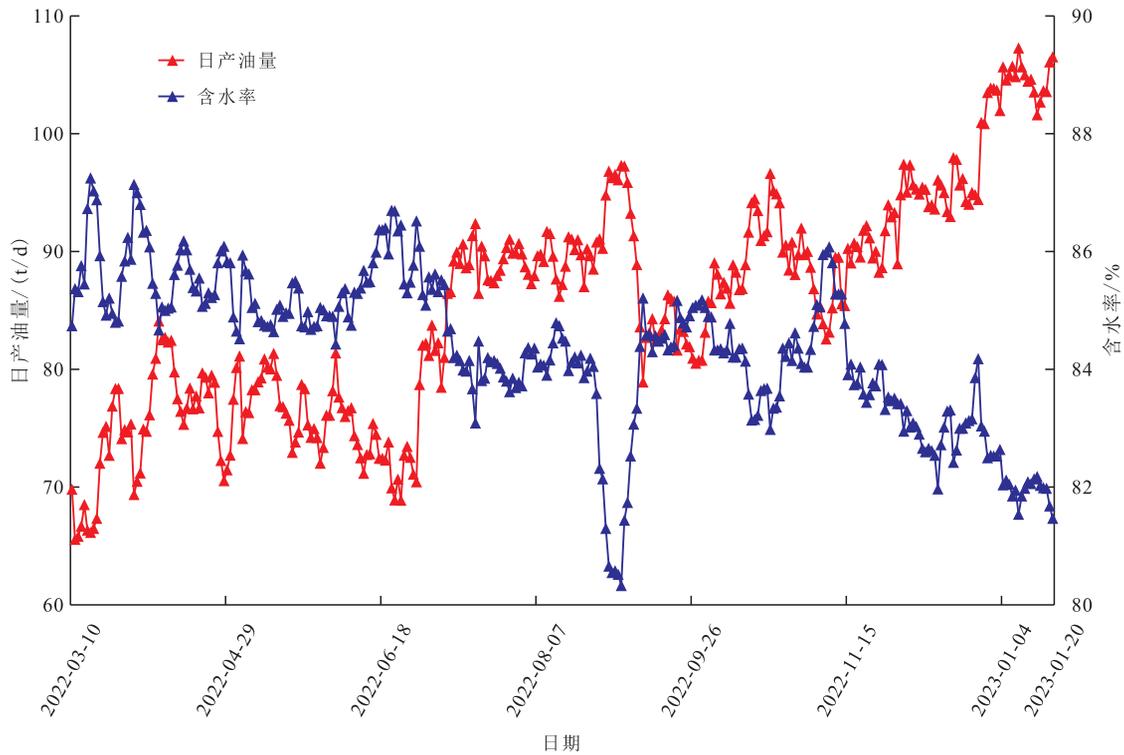


图5 王庄油田郑364块生产曲线

Fig.5 Production curves of Zheng364 unit in Wangzhuang Oilfield

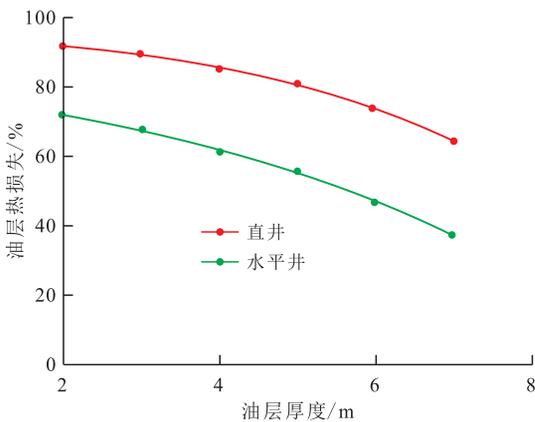


图6 不同井型油层热损失

Fig.6 Heat loss of oil layers for different well types

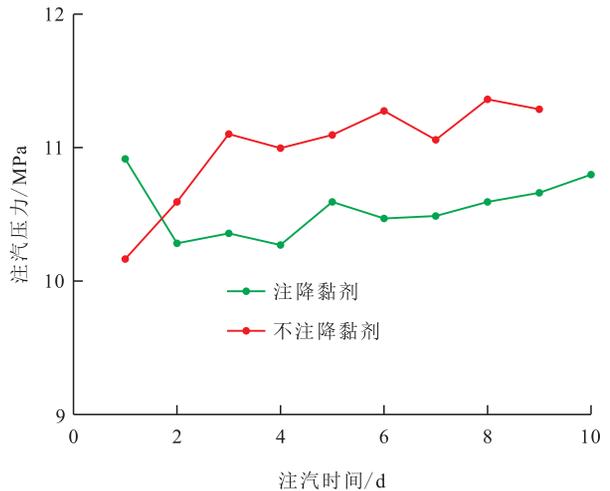


图7 降黏剂对排601-P38井注汽压力的影响

Fig.7 Effect of viscosity reducer on steam injection pressures

槛,稠油油藏开发有效厚度界限由6 m下降到2 m。厚度界限突破后,胜利油田在主体区开展了“镶边工程”,已开发单元储量动用率达到90%以上。已累计投入热采水平井1 977口,增加可采储量 $1\ 963 \times 10^4$ t,采收率提高19.8%。

### 2.7 浅薄层超稠油油藏HDNS开发技术

2009年发现的春风油田属于浅薄层超稠油油藏,埋深为200~600 m,储层厚度为2~6 m,地层原油黏度为50 000~90 000 mPa·s。采用直井注蒸汽开发时,存在注汽压力较高(图7)、热损失大以及周期油汽比低的问题<sup>[41]</sup>。目前常用的热力采油技术在春风油田适用性差。

#### 2.7.1 理论基础

基于薄层稠油油藏水平井开发技术,通过将油溶性降黏剂、氮气和蒸汽注入油藏,形成一套以热-剂协同为主要作用机理的浅薄层超稠油油藏HDNS开发技术,其中H代表水平井,D代表油溶性降黏剂,N代表氮气,S代表蒸汽。

该技术是向浅薄层超稠油油藏水平井中依次注入降黏剂、氮气和蒸汽,焖井后回采。水平井产液能力强,提高了单井产能;低导热非凝析氮气注入油层形成“保温被”,降低热损失达50%以上<sup>[42]</sup>,增加油层弹性能量,扩大热波及体积;蒸汽和降黏

剂耦合降低黏度、提高驱油效率,浅薄层超稠油油藏开发厚度下限降低到2 m。

### 2.7.2 矿场应用

自2010年以来,浅薄层超稠油油藏HDNS开发技术在春风油田开展了推广应用,先后投产排6北、排601中区等13个浅薄层超稠油区块,地质储量动用超过 $6\,000\times 10^4$  t,在2015年建成了百万吨产能基地,截至2020年累积产油量超过 $800\times 10^4$  t,累积油汽比为0.44 t/t,实现了浅薄层超稠油油藏的高效开发。

## 3 结论

胜利油田以热力采油为基础,在非达西渗流理论的指导下,提出稠油油藏井网加密开发技术,并制定了不同黏度普通稠油油藏加密厚度界限,应用于胜利稠油油藏老区调整,采收率提高8.1%。针对敏感性稠油油藏水敏伤害严重、难以实现有效开发的难题,提出了近井加热脱敏、深部化学防膨的近热远防开发技术,实现强水敏稠油油藏储量动用近 $5\,000\times 10^4$  t,建成百万吨产能阵地。针对特超稠油油藏常规注蒸汽开发“注不进、采不出”、产能低的难题,创新HDCS开发技术,配套关键注汽工艺技术,动用黏度增加到 $50\times 10^4$  mPa·s,动用储量近亿吨,建成 $200\times 10^4$  t生产能力。针对水驱稠油油藏低产、低效、采收率低的难题,转变思路,创新形成低效水驱转蒸汽驱技术,实现水驱稠油油藏大幅度提高采收率,覆盖地质储量达 $8\,400\times 10^4$  t,提高采收率11.2%。针对胜利东部深层普通稠油油藏在开发过程中暴露出来的埋藏深、地层压力高、储层非均质性强、热波及范围小等问题,通过多元热复合驱开发实现了该类型稠油油藏的有效动用,采收率突破了50%。

针对薄层稠油油藏常规直井蒸汽吞吐无法实现高效开发的难题,创新形成薄层稠油油藏水平井开发技术,实现薄互层稠油油藏的有效开发,稠油开发有效厚度界限由6 m下降到2 m,储量动用率达到90%以上。针对春风油田开发过程暴露出来的埋藏浅、厚度薄以及黏度大等问题,创新形成浅薄层超稠油油藏HDNS开发技术,建成百万吨产能基地,实现了浅薄层超稠油油藏的高效动用。

### 参考文献

[1] 霍广荣,李宪民,张广卿.胜利油田稠油油藏热力开采技术

[M].北京:石油工业出版社,1999.

HUO Guangrong, LI Xianmin, ZHANG Guangqing. Thermal recovery technology of heavy oil reservoir in Shengli Oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.

[2] 刘文章.稠油注蒸汽热采工程[M].北京:石油工业出版社,1997.

LIU Wenzhang. Thermal project by steam injection of heavy oil [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.

[3] 沈平平.热力采油提高采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2005.

SHEN Pingping. Thermal technology for EOR [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005.

[4] 孙焕泉.水平井开发技术[M].北京:石油工业出版社,2012.

SUN Huanquan. Horizontal well development technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.

[5] 毛卫荣.孤岛油田中二中Ng5薄层稠油环蒸汽吞吐中后期调整技术[J].油气地质与采收率,2005,12(6):61-63.

MAO Weirong. Adjustment technology for the middle-last stage of cyclic steam stimulation on Ng5 thin sand heavy oil loop in Zhongzhong block, Gudao Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2005, 12(6): 61-63.

[6] 魏新辉.化学蒸汽驱提高驱油效率机理研究[J].油气地质与采收率,2012,19(3):84-86.

WEI Xinhui. Study on enhancing heavy oil recovery mechanism with chemical steam flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(3): 84-86.

[7] 张宗源,谢志勤.胜利油田火烧油层先导性试验研究[J].石油钻采工艺,1996,18(3):88-92.

ZHANG Zongyuan, XIE Zhiqin. Pilot test study on in-situ combustion in Shengli oilfield [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1996, 18(3): 88-92.

[8] 蔡文斌,李友平,李淑兰.火烧油层技术在胜利油田的应用[J].石油钻探技术,2004,32(2):53-55.

CAI Wenbin, LI Youping, LI Shulan. Applications of combustion drive in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(2): 53-55.

[9] 李洪毅,尹小梅,杜殿发,等.浅薄层稠油蒸汽驱中后期过渡注汽方式优化——以春风油田排612区块为例[J].石油钻采工艺,2023,45(2):237-243.

LI Hongyi, YIN Xiaomei, DU Dianfa, et al. Optimization of transitional steam injection mode in mid-late stage of steam flooding for shallow thin heavy oil reservoirs: a case study of Block Pai 612, Chunfeng Oilfield [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023, 45(2): 237-243.

[10] 孙焕泉.水敏性稠油油藏开发技术[M].北京:石油工业出版社,2017.

SUN Huanquan. Water sensitive heavy oil reservoir development technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.

[11] 李洪毅,黄致新,唐亮,等.稠油开采中多元热复合流体相态的研究进展[J].油气地质与采收率,2024,31(1):87-102.

LI Hongyi, HUANG Zhixin, TANG Liang, et al. Research advances in phase behavior of multi-component thermal fluids in heavy oil production [J]. Petroleum Geology and Recovery Effi-

- ciency, 2024, 31(1): 87-102.
- [12] 刘建斌,刘顺,钟立国,等.胜利油田金17块稠油-水乳化特性及其对乳化驱油的影响[J].油气地质与采收率,2023,30(6): 112-121.  
LIU Jianbin, LIU Shun, ZHONG Ligu, et al. Emulsification characteristics of heavy oil and water in Block Jin17 of Shengli Oilfield and its influence on emulsification oil flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(6): 112-121.
- [13] 赵衍彬.强敏感性稠油油藏高温热变定量表征[J].非常规油气,2022,9(5):79-84,102.  
ZHAO Yanbin. Quantitative characterization of high-temperature thermal changes in highly sensitive heavy oil reservoirs [J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(5): 79-84, 102.
- [14] 魏超平,束青林,吴光焕,等.敏感性普通稠油水驱油藏化学降黏实践[J].特种油气藏,2023,30(2):109-115.  
WEI Chaoping, SHU Qinglin, WU Guanghuan, et al. Practice of chemical viscosity reduction in water flooding for sensitive conventional heavy oil reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(2): 109-115.
- [15] 王学忠,毕义泉,谷建伟,等.应用水平井复合采油及配套技术开发薄浅层超稠油[J].大庆石油地质与开发,2014,33(1): 141-145.  
WANG Xuezhong, BI Yiquan, GU Jianwei, et al. Application of the composite oil producing and matching technique of the horizontal well in the development of thin shallow super-heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(1): 141-145.
- [16] 李阳,张凯,王亚洲,等.稠油油井幂律流体流动视黏度模型[J].石油勘探与开发,2007,34(5):616-621.  
LI Yang, ZHANG Kai, WANG Yazhou, et al. Apparent viscosity model of power law fluid flow in heavy oil wells [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(5): 616-621.
- [17] 张凯,李阳,王琳娜,等.稠油流变特性实验研究[J].油气地质与采收率,2007,14(5):91-94.  
ZHANG Kai, LI Yang, WANG Linna, et al. Experimental study on rheological characteristics of heavy oil [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(5): 91-94.
- [18] 吴飞鹏,丁步杰,张戈,等.低渗稠油高压降黏驱高黏阻滞带形成机制与主控因素:以胜利油田王152油藏为例[J].大庆石油地质与开发,2023,42(4):139-147.  
WU Feipeng, DING Bujie, ZHANG Ge, et al. Formation mechanisms and main controlling factors of high-viscosity blocked zone in low-permeability heavy oil with high-pressure viscosity reduction: Taking Wang 152 reservoir of ShengLi Oilfield as an example [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(4): 139-147.
- [19] 夏泊沅,高清春,孙立伟,等.稠油热采全井段热流耦合规律[J].特种油气藏,2022,29(4):142-148.  
XIA Boyi, GAO Qingchun, SUN Liwei, et al. Heat-fluid coupling pattern in the whole interval of heavy-oil thermal recovery wells [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(4): 142-148.
- [20] 孙宝泉.温度对稠油/热水相对渗透率的影响[J].西南石油大学学报:自然科学版,2017,39(2):99-104.  
SUN Baoquan. Impact of temperature on relative permeability of heavy oil/hot water [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2017, 39(2): 99-104.
- [21] 闫红星,杨俊印,姜文瑞,等.芳烃化合物在稠油火驱室内实验中的指示作用[J].石油实验地质,2022,44(5):914-921.  
YAN Hongxing, YANG Junyin, JIANG Wenrui, et al. Function of aromatic compounds as indicators in laboratory experiments of heavy oil with fire flooding [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(5): 914-921.
- [22] 梁丹,曾祥林,房茂军.适度出砂井产能评价及影响因素分析[J].特种油气藏,2012,19(5):66-68.  
LIANG Dan, ZENG Xianglin, FANG Maojun. Productivity evaluation and influence factor analysis for adequate sanding production wells [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(5): 66-68.
- [23] 邓金根,李萍,周建良,等.中国海上疏松砂岩适度出砂井防砂方式优选[J].石油学报,2012,33(4):676-680.  
DENG Jingen, LI Ping, ZHOU Jianliang, et al. Sand control optimization applied to moderately sanding wells in offshore loose sandstone reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 676-680.
- [24] 赵燕,杨艳霞,吴光焕.深层稠油油藏高干度蒸汽驱物理模拟实验[J].断块油气田,2018,25(2):266-268.  
ZHAO Yan, YANG Yanxia, WU Guanghuan. Physical simulation experiment of high quality steam flooding in deep heavy oil reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(2): 266-268.
- [25] 王一平,孙业恒,吴光焕,等.超深层稠油二氧化碳吞吐渗流规律[J].特种油气藏,2017,24(4):142-146.  
WANG Yiping, SUN Yeheng, WU Guanghuan, et al. Permeability rule of CO<sub>2</sub> huff and puff for ultra-deep heavy oil reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(4): 142-146.
- [26] 郭德明,潘毅,孙扬,等.低渗稠油油藏降黏剂-CO<sub>2</sub>复合驱提高采收率机理研究[J].油气藏评价与开发,2022,12(5): 794-802.  
GUO Deming, PAN Yi, SUN Yang, et al. EOR mechanism of viscosity reducer-CO<sub>2</sub> combined flooding in heavy oil reservoir with low permeability [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 794-802.
- [27] 周英杰.胜利油区水驱普通稠油油藏注蒸汽提高采收率研究与实践[J].石油勘探与开发,2006,33(4):479-483.  
ZHOU Yingjie. Studies and practices on the steam injection EOR of water driven heavy oil reservoirs in Shengli petroliferous province [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(4): 479-483.
- [28] 方吉超,李晓琦,计秉玉,等.中国稠油蒸汽吞吐后提高采收率接替技术前景[J].断块油气田,2022,29(3):378-382,389.  
FANG Jichao, LI Xiaoqi, JI Bingyu, et al. Prospect of replacement technology for enhanced oil recovery after cyclic steam stimulation of heavy oil in China [J]. Fault-Block Oil & Gas

- Field, 2022, 29(3): 378-382, 389.
- [29] 李苒,陈掌星,吴克柳,等.特超稠油SAGD高效开发技术研究综述[J].中国科学:技术科学,2020,50(6):729-741.  
LI Ran, CHEN Zhangxing, WU Keliu, et al. Review on the effective recovery of SAGD production for extra and super heavy oil reservoirs [J]. Scientia Sinica Technologica, 2020, 50(6): 729-741.
- [30] 张红玲,刘慧卿,王晗,等.蒸汽吞吐汽窜调剖参数优化设计研究[J].石油学报,2007,28(2):105-108.  
ZHANG Hongling, LIU Huiqing, WANG Han, et al. Optimization design of profile control parameters for steam stimulation wells [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 105-108.
- [31] 陶磊,李兆敏,毕义泉,等.胜利油田深薄层超稠油多元复合开采技术[J].石油勘探与开发,2010,37(6):732-736.  
TAO Lei, LI Zhaomin, BI Yiquan, et al. Multi-combination exploiting technique of ultra-heavy oil reservoirs with deep and thin layers in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 732-736.
- [32] 赵燕,吴光焕,孙业恒.泡沫辅助蒸汽驱矿场试验及效果[J].油气地质与采收率,2017,24(5):106-110.  
ZHAO Yan, WU Guanghuan, SUN Yeheng. Field test and effect analysis of foam-assisted steam flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5): 106-110.
- [33] 刘东,廖辉,冯海潮,等.渤海稠油油藏水驱后转热水驱物模实验及应用[J].中国海上油气,2023,35(2):101-110.  
LIU Dong, LIAO Hui, FENG Haichao, et al. Physical model experiments and application of hot water flooding after water flooding in Bohai heavy oil reservoir [J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(2): 101-110.
- [34] 唐亮.稠油油藏化学复合蒸汽驱技术室内研究[J].油田化学,2014,31(1):65-68.  
TANG Liang. Laboratory study of chemical combination steam flooding for heavy oil reservoir [J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(1): 65-68.
- [35] 宫俊峰,曹嫣嫔,唐培忠,等.高温复合泡沫体系提高胜利油田稠油热采开发效果[J].石油勘探与开发,2006,33(2):212-216.  
GONG Junfeng, CAO Yanbin, TANG Peizhong, et al. Improving development efficiency of heavy oil in Shengli Oilfield by using high-temperature compound foaming agent [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(2): 212-216.
- [36] 元福卿,王其伟,李宗阳,等.油相对泡沫稳定性的影响规律[J].油气地质与采收率,2015,22(1):118-121.  
YUAN Fuqing, WANG Qiwei, LI Zongyang, et al. Relationship between oil and foam stability [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 118-121.
- [37] 魏超平,李伟忠,吴光焕,等.稠油降粘剂驱提高采收率机理[J].油气地质与采收率,2020,27(2):131-136.  
WEI Chaoping, LI Weizhong, WU Guanghuan, et al. EOR mechanism in the process of ordinary heavy oil displaced by viscosity reducer [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(2): 131-136.
- [38] 张民,孙志刚,于春磊,等.普通稠油原位乳化降黏驱微观渗流特征可视化研究[J].油气地质与采收率,2023,30(3):152-158.  
ZHANG Min, SUN Zhigang, YU Chunlei, et al. Visualization of microscopic flow characteristics for in-situ emulsification and viscosity reduction development in common heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(3): 152-158.
- [39] 李峰,张凤山,丁建民,等.稠油吞吐井注烟道气提高采收率技术试验[J].石油钻采工艺,2001,23(1):67-68.  
LI Feng, ZHANG Fengshan, DING Jianmin, et al. Field test of injection flue gas to enhance oil recovery in viscous oil steam soaking well [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2001, 23(1): 67-68.
- [40] 王学忠,王金铸,乔明全.水平井、氮气及降黏剂辅助蒸汽吞吐技术——以准噶尔盆地春风油田浅薄层超稠油为例[J].石油勘探与开发,2013,40(1):97-102.  
WANG Xuezhong, WANG Jinzhu, QIAO Mingquan. Horizontal well, nitrogen and viscosity reducer assisted steam huff and puff technology: taking super heavy oil in shallow and thin beds, Chunfeng Oilfield, Junggar Basin, NW China, as an example [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 97-102.
- [41] 王金铸,王学忠.准西车排子地区浅薄层超稠油开发的难点与对策[J].断块油气田,2012,19(1):1-4.  
WANG Jinzhu, WANG Xuezhong. Development difficulties and countermeasures of shallow thin extra-heavy oil reservoir in Chepaizi Area in the western margin of Junggar Basin [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(1): 1-4.
- [42] 王金铸,王学忠,刘凯,等.春风油田排601区块浅层超稠油HDNS技术先导试验效果评价[J].特种油气藏,2011,18(4):59-62.  
WANG Jinzhu, WANG Xuezhong, LIU Kai, et al. Evaluation of HDNS pilot test for shallow ultra-heavy oil in the Pai 601 block of the Chunfeng oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(4): 59-62.

编辑 经雅丽