

半潜式平台稠油油藏测试关键技术

王星¹, 魏裕森², 张自印³, 何泽俊³

- 1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术公司 广东深圳 518067
- 2. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司深水工程技术中心 广东深圳 518067
- 3. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司勘探部 广东深圳 518067

通讯作者:Email:wangxing8@cnooc.com.cn

引用:王星,魏裕森,张自印,等. 半潜式平台稠油油藏测试关键技术[J]. 油气井测试,2021,30(2):19-24.

Cite: WANG Xing, WEI Yusen, ZHANG Ziyin, et al. Key technologies of heavy oil reservoir testing for semi-submersible platform [J]. Well Testing, 2021,30(2):19-24.

摘要 南海海域稠油油藏测试井普遍非自喷,常规 DST 测试管柱无法在半潜式平台上实现测试作业。对测试管柱、射孔工艺、工作制度及地面稠油计量处理等关键技术进行优化,研发出一套适用于半潜式平台稠油测试的螺杆泵电加热、隔热油管保温、高效轻型井口补偿系统,应用于南海 X 井浅层疏松稠油井测试实践中,有效提升地面井口温度至 53℃,实现了油井自喷,成功获取地层特性参数及流体样品,同时增强了测试井口提升补偿系统吊装的安全性及高效性。该技术的成功应用为南海稠油油藏的勘探开发提供了有力的技术支撑。

关键词 南海油田;稠油油藏;半潜式钻井平台;钻柱地层测试;螺杆泵;地面计量;电加热

中图分类号:TE27 **文献标识码:**B **DOI:**10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.02.004

Key technologies of heavy oil reservoir testing for semi-submersible platform

WANG Xing¹, WEI Yusen², ZHANG Ziyin³, HE Zejun³

- 1. Engineering Technology Branch of CNOOC Energy Development Co., Ltd., Shenzhen, Guangdong 518067, China
- 2. Deepwater Engineering Technology Center, Shenzhen Branch of CNOOC (China) Co., Ltd., Shenzhen, Guangdong 518067, China
- 3. Exploration Department, Shenzhen Branch of CNOOC (China) Co., Ltd., Shenzhen, Guangdong 518067, China

Abstract: The test wells of heavy oil reservoirs in the South China Sea are generally unable to self-spray, and the conventional DST test string cannot achieve the purpose of test operation on the semi-submersible platform. In this paper, the key technologies such as test string, perforating process, working system and surface heavy oil measurement and treatment are optimized, a set of screw pump electric heating, heat insulation tubing insulation, high efficiency and light wellhead compensation system for heavy oil test of semi-submersible platform is developed. In the test practice of shallow unconsolidated heavy oil Well X in Nanhai, the wellhead temperature was effectively raised to 53℃, the self-spray of oil well was realized, the formation characteristic parameters and fluid samples were obtained successfully, and the safety and efficiency of lifting compensation system of test wellhead were enhanced. The successful application of this technology provides strong technical support for the exploration and development of heavy oil reservoirs in the South China Sea.

Keywords: Nanhai Oilfield; heavy oil reservoir; semi-submersible drilling platform; drill string testing; screw pump; surface measurement; electric heating

南海油气勘探开发进程中,逐步发现了较大规模的非常规浅层稠油油藏。然而,此类油藏埋深浅,温度低,原油黏度大,流动性差,井底流动困难。沿井筒上返期间,受浅层低温地层及厚层海水段热量散失影响,原油温度下降迅速,黏度进一步增加,最终在到达地面之前失去流动性。基于此,早期半潜式平台上的稠油油藏常规测试效果很不理想,难

以获取产能、地层流体样品及压力温度等测试资料,给储量评估与后期开发评价造成极大困难。

稠油油藏测试技术在陆地或渤海湾浅水海域已相对成熟,但南海海域水深,泥线温度普遍低于原油凝固点,测试时既要保障井筒原油持续流动性,还需解决半潜式平台井口升沉补偿、分离计量,以及燃烧处理过程中的安全环保等技术难题。姜

东^[1]提出了以全金属螺杆泵为核心的注蒸汽、热采一体化高温排液试油技术,提升了螺杆泵泵效及井口工作温度。文宏武等^[2]提出了双空心抽油杆螺杆泵试油技术,提高了螺杆泵加热效率和举升能力。邱子娟等^[3]针对深层超稠油的试油难点,开展了低伤害压裂、超临界锅炉注汽及化学冷采等配套工艺先导试验,并取得较好效果。王爱利等^[4]借鉴高凝稠油机械采油技术,摸索出高凝油藏试油增温举升排液工艺,破解了高凝油藏试油排液的相关难题。孙婧等^[5]详细分析了海上油田稠油计量方法的适应性,为稠油计量提供了参考借鉴。李秋莲^[6]将称重式油井计量技术应用于稠油计量,获得了稠油单井计量的较好效果。张兴华^[7]通过应用保温管技术,有效减少了测试期间原油流动中的热量损失。王雪飞等^[8]通过改进稠油计量工艺方法,解决了稠油精确计量中的部分难题。高科超等^[9]通过采用稳岩控砂射孔诱喷技术、井下测试管柱控温技术等稠油井冷采测试工艺,有效释放及动用了稠油油井产能。唐海雄等^[10]通过技术创新和集成应用,研制出了浮式钻井装置电潜泵新型测试管柱,并获机采测试成功。曾祥林等^[11]通过分析和研究,提出提高疏松砂岩常规稠油单井产能的潜力和方法。张自印等^[12]分析了孔深、孔径、孔密、相位角等射孔参数对产率比的影响,为稠油油藏测试射孔工艺优化提供了指导。目前,针对南海半潜式平台稠油油藏测试的研究尚处于起始阶段。经过测试方案的不断优化与作业实践,系统性的研发出一套螺杆泵电加热工艺、隔热油管井筒保温、射孔器材优选、测试管柱及工作制度优化、地面稠油计量处理措施和螺杆泵高效轻型补偿系统等多项关键技术,并在半潜式平台稠油测试中发挥出巨大效用,圆满完成了南海X井测试任务,为类似油藏高效可持续勘探开发提供了有力指导^[13]。

1 关键技术及工艺

南海海域稠油密度高,基本超过 0.92 g/cm^3 (20°C);黏度大,油藏条件下为 $50\sim 150 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,少部分超过 $150 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,黏温曲线拐点一般在 $30\sim 45^\circ\text{C}$ 之间,远高于泥线温度;轻质馏分较少,含蜡量 $10\%\sim 20\%$,沥青及胶质含量较高,饱和压力低,气油比小,仅含有 $5\sim 20 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 的少量溶解气。稠油油藏埋深基本小于 $1\,500 \text{ m}$,海域水深大于 100 m ,岩性为泥质胶结的细、中砂岩,泥质含量低,孔渗条

件好,正常地层压力系数,油藏温度普遍低于 70°C ,泥线温度小于 20°C 。

深厚水体使原油温度在强烈的热交换作用下快速降低,黏度迅速增大,致使原油无法依靠地层自身能量自喷至地面^[14];临界出砂压差小,地层出砂风险相对较高;特有的原油物性及油藏特征给测试成功带来极大挑战。稠油进入井底沿着测试管柱缓慢上返时,随着热量散失,温度降低,流动愈加困难,接近泥线附近时,低于原油凝固点而失去流动性,单纯泵抽举升很难取得较好效果。

1.1 流动保障机理分析

黏度对温度敏感,泥线附近和海水水体的低温环境引起井筒内原油黏度增大,流动困难。流动保障的机理在于避免或减缓因低温引起沥青质、石蜡和水合物等烃类固相形成与沉积,明确井筒流体黏度随温度的变化规律及摩阻压力损耗分布,采取有效的保温及加热降黏工艺,保障流体正常流动。基于低储层压力和低环境温度双重影响,稠油流动性及上返能力较差,如何在半潜式平台作业过程中高效提升保温性能及加热效率,成为测试成功的关键所在。

1.2 螺杆泵电加热工艺

容积型螺杆泵与配套电缆加热降黏工艺作为稠油测试流动保障行之有效的方法之一,整体采用空心抽油杆内置电缆加热,测试管柱外无电缆,简单安全。加热电缆采用集肤效应电伴热方式,加热均匀,能够消除低温区和过热点,增加原油的流动性,减少电热损失,且具有较好的抗拉强度及抗机械损伤能力,耐热温度高,发热功率大,适应性强,可预设短路、断路、过流保护等特点。

作业期间,如果测试一开井原油不能自喷,为了防止二开井初期因井温低产生井筒原油流动困难,关井下入螺杆泵机组及加热电缆后,需要先行预加热,再采用 5 Hz 的超低频起泵。根据理论计算与实践证明,开井前预热 5 h 后井温将基本稳定,井口温度可达 30°C 以上。因此,推荐预热时间为 $2\sim 3 \text{ h}$ 即可,升温快,亦利于节约作业时效^[15-16]。

1.3 隔热油管保温工艺

早期作业实践证明,在南海深水环境下,单纯的井筒加热效果通常不佳,需要配合应用隔热油管才能有效保障原油流动性。隔热油管即保温管,整体由连接扣、惰性腔室和外管组成,利用不同介质导热系数不同而制成,用于隔绝或阻滞热交换。由

双层油管配合形成内外层间环空,通过将环空抽成真空或加注惰性气体以大幅降低环空的导热性,限制内管中过流的高温流体与外部低温体的接触式热交换速率,保证流体流过管径段后不发生快速降温。常用 $\phi 127$ mm保温管,内管为73 mm油管。下井使用后再起出的旧保温管,其视导热系数如不高于 $0.12 \text{ W}/(\text{m}\cdot^{\circ}\text{C})$,则认为保温管隔热性能仍然可靠,可以重复使用^[17]。测试作业中,用保温管取代原有的钻杆后,可以隔断或减少测试管柱内部流体与外部流体,以及地层之间的热量交换,保持原油温度和流动性,改善测试效果,且对原适用钻杆的螺杆泵下入、电测校深,以及钢丝取样等作业均不产生影响。

1.4 高效轻型补偿系统

半潜式平台稠油井测试作业时,受升沉影响,下入螺杆泵抽油杆及安装地面驱动装置的高空作业安全风险极高,且必须使用水下测试树系统。在螺杆泵泵杆下入时,井口既不安装流动头,也不能坐卡瓦,无法使用顶驱吊起管柱以使水下测试树有一个向上的拉力。在这种情况下,整个水下树系统上部管柱的重量将直接压至水下树及其脱臼部分。由于没有向上的拉力,平台的升沉或晃动时,水下部分测试管柱会随之发生位置偏移,严重时会造成水下测试树脱臼位置的密封件磨损或挤压变形。海水越深,水下管柱越重,对密封件的磨损、挤压程度会越严重,存在极大的水下树密封本体泄露风险。无螺杆泵作业时,通常可根据泄露情况,进行补压,一般能够坚持到作业的顺利完成。如果泄露较严重,可进行水下测试树的解脱,更换脱臼部分密封件,重新回接,仍能够保证作业的进行。但有螺杆泵作业时,其作业时间较长且抽油杆泵的螺杆穿过水下测试树内部,一旦出现水下树密封泄露导致球阀关闭无法打开时,将可能出现抽油杆被球阀卡住而无法拔出的风险。因此,为防止水下树密封件损坏,就必须尽可能避免水下树承压。

在螺杆泵及连续油管作业中,要抵消升沉影响,就必须安装测试井口升沉补偿系统。目前,南海海域研发应用的新型半潜式平台上螺杆泵高效轻型补偿系统,整体重量7 t,安全工作载荷200 t,顶部与半潜式钻井平台顶驱补偿器连接,底部可直接悬挂钻具,系统内部液压绞车安全提升载荷15 t,有效行程10.5 m,两侧特种钢丝绳结构的吊环长

13.5 m。为确保有足够的空间放置螺杆泵驱动泵头或连续油管井口注入头,底部专用翼型吊卡宽度设计为1.2 m,上下连接均采用 $\phi 127$ mm钻杆吊卡连接。该轻型系统相对传统自重14 t的刚性结构框架而言,能够提供安全的高空作业操作空间,有效降低井口吊装作业风险,提升作业时效,并且具备内部升沉补偿功能,适用于螺杆泵举升与加热、连续油管气举及钢丝取样等作业,补偿系统提起水下管柱后可充分确保水下测试树的结构完整性和密封安全性。在南海作业实践中始终运行良好,解决了生产中的重大关键技术难题^[18]。

1.5 工艺及工作制度优化

南海稠油井测试前的井筒准备是测试成功的基础,通常采用标准井眼尺寸及 $\phi 244.5$ mm的油层套管。钻井期间应优化资料录取项目,尽可能减少测试层泥浆浸泡时间,留足不少于100 m的丢枪及沉砂口袋。

1.5.1 射孔工艺

根据测井解释成果选择泥质含量低的层段进行射孔,泥质含量高或物性较差的储层避射。优选射孔测试联作工艺,双压力延时点火,负压射孔。为消除卡枪或埋枪风险,增加射孔自动或机械释放丢枪装置。采用高孔密的射孔工艺,以孔径为先决条件选择孔径与穿深,尽可能选配大孔径射孔弹。

1.5.2 测试管柱

以APR工具组配的测试管柱为基础进行优化,为防止环空沉砂堵塞循环压井通道,将备用RD循环阀置于RDS循环阀上部2~3柱钻铤的位置,拉开两支循环阀之间的距离,提供相对安全的环空沉砂空间。压力计置于安全接头上部,RD取样器或单项取样器置放两组,一组置于存储压力计上部,另一组置于配重钻铤中部,适当拉开取样器之间的距离,提高取样成功率。鉴于常用 $\phi 127$ mm保温油管内径仅76 mm,应在螺杆泵定子上部连接一柱钻杆,增加容积空间以减小转子砂卡风险;另除伸缩节上部采用一柱钻杆方便进行井下工具试压之外,在测试管柱满足抗拉强度的前提下,尽可能增加保温管下深,最大限度的提升管柱保温性能。优选螺杆泵作为举升工具,泵筒下深应根据地层温度、原油物性、测试层深度及井筒温度场分布等综合确定,根据南海稠油油藏分布特点,螺杆泵下深通常位于海底以下700~1 200 m。测试管柱加热措施上优选智能双频电磁加热工艺,加热深度可参考地层温度及

泵下深综合决策。若地层温度属于异常低温层,可以考虑过泵加热方式,最大限度增加加热段,确保全井筒温度高于脱气稠油的黏温拐点温度。根据井筒承压情况,尽可能拉大取样器与循环阀的环空操作压力级别,井筒条件允许时,取样器优选分级次压力操作,实现不同阶段和压力级别的井下 PVT 取样^[19]。半潜式平台浅层稠油测试典型测试管柱如图 1 所示。

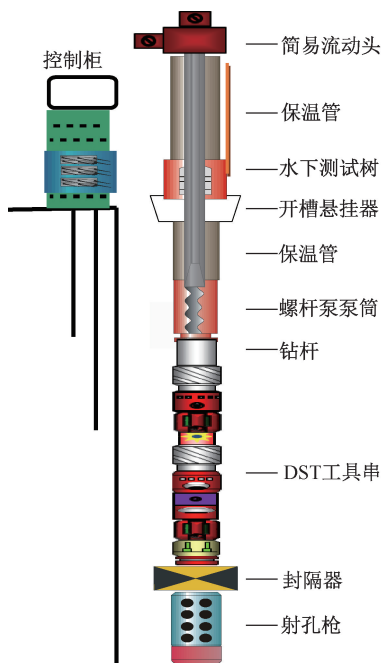


图 1 半潜式平台稠油测试典型测试管柱结构示意图
Fig. 1 Structure diagram of typical test string for heavy oil test of semi-submersible platform

1.5.3 工作制度

若测井已取得储层油样,分析黏度和密度较大,判断油井无法自喷时,综合泵抽举升、加热与保温工艺,以及南海多口稠油井的测试实践经验,推荐采用“三开两关”测试工作制度。初开井负压射孔后清井约 0.5 h,疏通近井地带流动通道。根据井口流动情况,确保地层流体充满测试阀以下的管柱内容积。初关井期间,下螺杆泵转子及抽油杆,完成井口驱动装置及加热电缆安装等泵抽准备工作,并求取原始地层压力。二开井泵抽清井时,以 5 Hz 的超低频起泵,防止压力激动引起地层出砂。清井期间,根据井口返液及泵效情况,综合判断清井转速,逐级微调,尽量控制泵效大于 75%。若泵效低于 5%,则停止提速,采用当前转速进行清井观察,转速通常不超过 50 rpm。判断清井干净后,环空加压进行第一组井下 PVT 取样。随后调节泵速求产,对于新区稠油测试,以获得勘探评价的基础目标产

能为主要目的,宜求取两个工作制度下的相对稳定产能资料。泵抽求产期间,持续监测螺杆泵电机电流,若持续增大,则做好出砂预案,避免砂埋。井口温度保持控制在原油凝固点以上,确保原油流动性。二开井结束前,环空加压进行第二组井下 PVT 取样,两组取样器设置一定间距,分级压力操作,提高取样成功率。如果第一个工作制度求产期间含砂超过 10%,宜取消第二个工作制度的求产。二关井,测地层压力恢复数据。关井期间将螺杆泵转子提离泵筒,阶段性活动抽油杆,并保持电加热状态。根据二开井情况,决定是否进行三开井求取泵抽的更大产能。若三开泵抽期间含砂量、电机电流出现异常变化,超出可控范围,则直接循环压井,避免发生工程复杂情况。

1.5.4 油气计量处理

稠油流动至地面后,如不采取流动保障措施,受环境温度影响,原油黏度将会快速增大,导致流动困难且不利于油气分离计量与处理。为实现地面流程的加热及保温,确保稠油测试地面计量的精确性和燃烧处理的环保安全,通常采取如下应对措施^[20-21]:

- (1) 地面测试流程管线采用蒸汽同心加热管,流动期间保持蒸汽注入,实现地面流程管线的加温及保温功能;
- (2) 开井前,预先启动蒸汽锅炉,确保锅炉带压供热状态稳定;
- (3) 利用蒸汽加热器,对流程流体集中加热,保障进入分离器的稠油油气温度;
- (4) 优选壳体加热功能的三相分离器,确保分离器温度高低可控;
- (5) 地面全流程温度控制根据分离器参数,以及油气比等参数综合调节;
- (6) 对照计量罐与流量计计量数据是否一致,作为油气分离效果的指征参数。
- (7) 加热计量罐与储油罐,燃烧前向罐中原油添加柴油辅助降黏;
- (8) 使用大功率压风机提高原油雾化效果,确保原油处理后的充分燃烧。

2 应用效果

预探井 X 井位于南海东部珠江口盆地,作业水深 94 m,半潜式平台测试作业。油藏埋深 1 080 m,正常压力系数,地层温度 66 ℃,孔隙度 34.6%,渗透

率 888 mD。原油密度 0.9613 g/cm^3 (20°C), 黏度 $771 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ (50°C), 凝固点 42°C 。由于原油密度大、黏度高, 依靠地层自身能量难以实现自喷, 且凝固点远高于泥面温度 20°C , 加剧了原油流动难度。测井资料计算, 地层平均安全生产压差上限仅为 1.3 MPa , 极易出砂, 更增加了测试作业挑战性。早期相邻区块上完钻的 M 井, 其油藏情况与 X 井类似, 测试时依靠地层能量无法实现自喷, 采用挤注柴油等多种方法均难以成效, 最终以失败而告终。

鉴于以往半潜式平台稠油测试经验教训, X 井测试方案制定及作业实施中, 综合应用螺杆泵电加热工艺与 127 mm 保温管保温技术, 实现测试期间最高井口温度达到 53°C , 有效确保了测试管柱内的原油流动性、目的层产能的释放, 以及稠油地面精准计量和原油充分雾化燃烧。

螺杆泵高效轻型补偿系统井口安装用时仅 7 h , 相比常规连续油管框架安装提效了一倍, 并且系统配套的多功能操作平台使高空安装螺杆泵驱动系统及组下抽油杆更加安全高效。通过测试管柱结构的优化、螺杆泵举升过程中的合理操作、两开两关工作制度的选取以及采取多项地面计量处理工艺, 最终取全取准了包括产能、压力及原油样品等所需地质资料, 地层无出砂, 地面燃烧处理充分。原油泵抽日产 $100.3 \text{ m}^3/\text{d}$, 测试作业整体工期仅 7.67 d , 创造出南海东部海域最浅层及日产量最高的重质稠油测试记录。该井测试期间的井下压力温度曲线如图 2 所示。

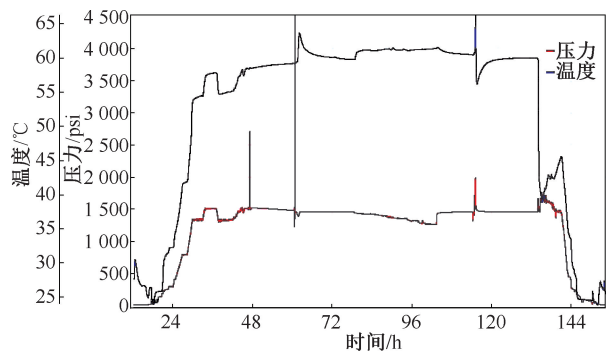


图 2 X 井实测井下压力温度曲线图

Fig. 2 Graph of measured downhole pressure and temperature in Well X

3 结论

(1) 螺杆泵高效轻型补偿系统, 相对传统体型庞大的浮式平台补偿框架而言, 井口吊装方便, 极大地提升了作业时效, 有力保障了工程作业安全。

(2) X 井的应用实践表明, 所研发的半潜式平台稠油测试关键技术及工艺取得了良好效果, 对后续类似稠油测试提供了有效的指导手段。

(3) 当前海上老油田产量逐步下降, 勘探、开发、动用稠油油藏, 形成一套经济合理适应性强的稠油油藏勘探开发技术, 具有重要的现实意义和长远的战略意义, 需要技术人员继续探索, 总结经验, 开拓思路, 深入研究, 使各项关键技术日臻完善, 为我国海上石油勘探开发事业做出更大贡献。

致谢: 感谢中海油能源发展股份有限公司工程技术公司及中海石油(中国)有限公司深圳分公司同意本文公开发表。

参考文献

- [1] 姜东. 全金属螺杆泵蒸汽吞吐注采一体化试油技术[J]. 钻采工艺, 2019, 42(1): 35-38.
JIANG Dong. Integrated steam stimulation and injection-production by all metal screw pump [J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(1): 35-38.
- [2] 文宏武, 王靖淇, 刘萍, 等. 双空心抽油杆螺杆泵热采试油技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(5): 24-30.
WEN Hongwu, WANG Jingqi, LIU Ping, et al. Screw pump thermal recovery test technology driven by double hollow sucker rod [J]. Well Testing, 2018, 27(5): 24-30.
- [3] 邱子娟, 陈爱兵, 孙玉. 罗家地区深层超稠油地质特点与试油工艺实践[J]. 油气井测试, 2015, 24(6): 70-72.
QIU Zijuan, CHEN Aibing, SUN Yu. Geological characteristics of super heavy oil at Luoia area and its oil test technology practice [J]. Well Testing, 2015, 24(6): 70-72.
- [4] 王爱利, 赵江援, 史文奇, 等. 冀东油田高凝油藏试油排液工艺的探索[J]. 油气井测试, 2014, 23(6): 36-39.
WANG Aili, ZHAO Jiangyuan, SHI Wenqi, et al. Probe of oil test and unflowing technology to condensate oil reservoir in Jidong Oilfield [J]. Well Testing, 2014, 23(6): 36-39.
- [5] 孙婧, 王春升, 尚超, 等. 海上油田稠油单井计量方案选择[J]. 石油规划设计, 2018, 29(3): 17-21.
SUN Jing, WANG Chunsheng, SHANG Chao, et al. The choice of metering plans for offshore heavy oil well [J]. Petroleum Planning & Engineering, 2018, 29(3): 17-21.
- [6] 李秋莲. 稠油计量方式的选择与探讨[J]. 油气田地面工程, 2009, 28(9): 51.
LI Qiulian. Selection and discussion of heavy oil meter [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2009, 28(9): 51.
- [7] 张兴华. 稠油油藏地层测试保温管技术[J]. 中国海上油气, 2007, 19(4): 269-271.
ZHANG Xinghua. Insulation pipe technique for formation test of viscous oil reservoir [J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, 19(4): 269-271.

- [8] 王雪飞,谭忠健,张金煌,等. 稠油测试中油气分离与产量计量方法[J]. 油气井测试,2019,28(2):33-39.
WANG Xuefei, TAN Zhongjian, ZHANG Jinhuang, et al. Method for oil and gas separation and production measurement in heavy oil testing [J]. Well Testing, 2019, 28(2): 33-39.
- [9] 高科超,高飞,杨子,等. 渤海油田普通稠油冷采测试工艺[J]. 油气井测试,2019,28(1):38-45.
GAO Kechao, GAO Fei, YANG Zi, et al. Cold production testing technology for heavy oil well in Bohai Oilfield [J]. Well Testing, 2019,28(1):38-45.
- [10] 唐海雄,王跃曾,张俊斌,等. 浮式钻井装置电潜泵测试关键技术及其应用[J]. 中国海上油气,2009,21(4):257-259,263.
TANG Haixiong, WANG Yuezheng, ZHANG Junbin, et al. Key techniques and their application for well testing with electric submersible pump on floating drilling vessel [J]. China Offshore Oil and Gas, 2009,21(4):257-259,263.
- [11] 曾祥林,孙福街,王星,等. 渤海疏松砂岩常规稠油提高单井产能对策研究[J]. 钻采工艺,2005,28(6):36-39.
ZENG Xianglin, SUN Fujie, WANG Xing, et al. Well production research on conventional heavy oil in unconsolidated research in Bohai Oilfield [J]. Drilling & Production Technology, 2005,28(6):36-39.
- [12] 张自印,熊友明,张俊斌,等. 南海东部稠油油藏测试射孔参数优化研究[J]. 西部探矿工程,2015,27(5):47-50.
ZHANG Ziyin, XIONG Youming, ZHANG Junbin, et al. Optimization of perforation parameters for testing heavy oil reservoirs in the eastern south China Sea [J]. West-China Exploration Engineering, 2015,27(5):47-50.
- [13] 孙骞,范志,孙宝江,等. 深水稠油开发技术发展现状与前景展望[J]. 石油钻采工艺,2013,35(3):51-54.
SUN Qian, FAN Zhi, SUN Baojiang, et al. Development status and prospect of deep-water heavy oil production technology [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013,35(3):51-54.
- [14] 谭忠健,许兵,冯卫华,等. 海上探井特稠油热采测试技术研究及应用[J]. 中国海上油气,2012,24(5):6-10.
TAN Zhongjian, XU Bing, FENG Weihua, et al. Researching and applying test techniques of thermal recovery in offshore exploration wells with extra-heavy oil [J]. China Offshore Oil and Gas, 2012,24(5):6-10.
- [15] 刘秀生. 螺杆泵在稠油出砂井中的应用[J]. 石油矿场机械,2003,32(4):30-32.
LIU Xiusheng. Screw pump application in viscous sand wells [J]. Oil Field Equipment, 2003,32(4):30-32.
- [16] 卢中原,谭忠健,许峰,等. 渤海油田稠油测试井智能双频加热降黏技术[J]. 油气井测试,2018,27(6):27-32.
LU Zhongyuan, TAN Zhongjian, XU Feng, et al. Intelligent dual-frequency heating and viscosity reduction technology for heavy oil test wells in Bohai Oilfield [J]. Well Testing, 2018,27(6):27-32.
- [17] 刘富奎,施达,谭忠健,等. 渤海稠油井测试工艺中保温技术应用研究[J]. 油气井测试,2007,16(6):35-37.
LIU Fukui, SHI Da, TAN Zhongjian, et al. Study on application of insulation tech for dense oil testing in Bohai Oilfield [J]. Well Testing, 2007,16(6):35-37.
- [18] 姚振河,关利军,代一丁. 半潜式钻井平台螺杆泵测试技术研发与应用推广[J]. 中国海上油气,2016,28(1):109-113.
YAO Zhenhe, GUAN Lijun, DAI Yiding. Development and dissemination of testing technology for progressive cavity pumps on semi-submerged platforms [J]. China Offshore Oil and Gas, 2016,28(1):109-113.
- [19] 卢中原,赵启彬,钱大伟,等. TCP、PCP电加热与APR三联作工艺在渤海稠油测试中的应用[J]. 中国石油和化工标准与质量,2011,31(11):168-169.
LU Zhongyuan, ZHAO Qibin, QIAN Dawei, et al. The application of three combination including TCP and PCP electrical heating and APR in Bohai heavy oil test [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2011,31(11):168-169.
- [20] 关利军. 南海东部浅层疏松砂岩稠油地层测试技术[J]. 油气井测试,2013,22(3):58-61.
GUAN Lijun. Well testing technology of heavy oil in loose sand of shallow formation in east of South China Sea [J]. Well Testing, 2013,22(3):58-61.
- [21] 周宝锁,谭忠健,卢中原,等. 渤海油田稠油精准测试技术[J]. 油气井测试,2019,28(4):14-19.
ZHOU Baosuo, TAN Zhongjian, LU Zhongyuan, et al. Precision testing technology of heavy oil in Bohai Oilfield [J]. Well Testing, 2019,28(4):14-19.

编辑 刘振庆

第一作者简介:王星,男,1985年6月出生,硕士研究生,工程师,2012年毕业于西南石油大学海洋油气工程专业,现主要从事深水测试及完井相关工作。电话:0755-26023857,18820988957;Email:wangxing8@cnooc.com.cn。通信地址:广东省深圳市南山区后海滨路中海油大厦A座,邮政编码:518067。