

# 顺北油田“三高”油气井试井工艺技术

崔龙兵,刘练,周生福,邹伟,李旭华,王红兵  
中国石化西北油田分公司完井测试管理中心 新疆轮台 841600

通讯作者:Email:herry\_9999@163.com

引用:崔龙兵,刘练,周生福,等. 顺北油田“三高”油气井试井工艺技术[J]. 油气井测试,2020,29(3):57-63.  
Cite: CUI Longbing, LIU Lian, ZHOU Shengfu, et al. Well test processes of oil and gas wells with “three highs” in Shunbei Oilfield [J]. Well Testing, 2020,29(3):57-63.

**摘要** 顺北油田超深超高温高压含腐蚀介质油气井试井作业一次成功率不到 90%。历年试井资料表明,影响试井作业一次成功率的关键因素是压力、温度、流体性质、地层出砂或岩屑、管柱弯曲变形及投捞工艺等。针对上述要素,建立了一套包括优选井口装置、仪器串、压力计,制定井口及管串遇阻技术措施,优化通井工艺,改进投捞工具工艺,设计防落井装置等手段在内的试井作业工艺技术。经对 30 井次的应用评价,压力恢复试井、产能试井、干扰试井等试井作业一次成功率 100%。该技术在保证安全的前提下,保障资料的成功录取,为类似井况提供了有效解决方案。  
**关键词** 顺北油田; 高温高压油气井; 试井; 腐蚀介质; 压力恢复试井; 成功率  
**中图分类号**:TE353      **文献标识码**:B      **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.03.010

## Well test processes of oil and gas wells with “three highs” in Shunbei Oilfield

CUI Longbing, LIU Lian, ZHOU Shengfu, ZOU Wei, LI Xuhua, WANG Hongbing  
Completion and Well Test Management Center, Sinopec Northwest Oilfield Company, Luntai, Xinjiang 841600, China

**Abstract:** Due to the extra depth, high temperature, high pressure, and corrosive fluid, the one-run success rate of well test in the Shunbei Oilfield is less than 90%. Historical well test data indicate that the key factors that affect the success rate include pressure, temperature, fluid properties, sand or cuttings, bent and deformed string and fishing process. A well test process has been developed, which is equipped with optimized wellhead, tool strings and pressure gauges, effective technical measures for stuck wellhead and tool strings, and improved drifting, fishing and protecting tools. Applications in 30 wells, including pressure buildup test, productivity test and interference test, have proved the one-run success rate is 100%. This technology is not only safe, but also successful for data collection. It provides an effective solution to similar well conditions.  
**Keywords:** Shunbei Oilfield; HTHP oil and gas wells; well test; corrosive fluid; pressure buildup test; success rate

顺北油田具有超深、超高温、超高压、高含 H<sub>2</sub>S、中含 CO<sub>2</sub> 的特征<sup>[1-2]</sup>,储层埋深达 8 000 m。某断裂带目前测试原始地层压力系数 1.17,最大关井压力达 44 MPa, H<sub>2</sub>S 含量最高达 2.5%, CO<sub>2</sub> 含量 2.72%,原油密度分布在 0.779 3~0.842 4 g/cm<sup>3</sup> 之间,主要以油藏、挥发性油藏及气藏为主。井位部署以“断溶体理论”为基础<sup>[3-4]</sup>,常以钻遇漏失建产,完井油管平均下深 7 000 m,对试井工艺技术提出了很高的要求。

目前,国内试井工艺技术的发展取得了长足进步,发展了许多新型工艺和技术,相应的井口防喷设备、井下测试工具依次配套。王卓等<sup>[5]</sup>针对大庆油田机抽井提出了环空电缆试井技术。该技术采

用偏心井口吊装方式,将直读式压力计置于井下,通过电缆向井下压力计供电并采集压力、温度信号。但该技术主要针对机抽井,且井深仅为 2 200 m 左右。王雪飞等<sup>[6]</sup>针对海上探井提出了交互式试井技术。该技术采用无线传输与电缆直读相配合实现温度压力的录取,但应用范围小,仅适用于探井的中途测试,且应用井深仅为 2 865 m。电缆地面直读技术在测试过程中通过绞车用电缆将电子压力计下入井中,再通过电缆将测试期间采集的井下压力、温度信号传到地面系统<sup>[7]</sup>。该技术缺点是测深相对顺北油田较浅,迪那 202 井采用直读工艺,压力计下深 5 010 m,测试过程中因 CO<sub>2</sub> 腐蚀问题导致电缆断脱并形成 1 700 m 的落鱼<sup>[8]</sup>。王克林等<sup>[9]</sup>针

对库车山前高压油气井提出了钢丝投捞式试井技术,也就是常说的机械投捞工艺,即完井管柱中设计座落接头,试井时采用钢丝带 JDC 实现将压力计投至座落接头处,满足要求后采用 JDC 将压力计捞出。该技术已在山前高压井成功推广应用 36 井次,井口压力最高达 89 MPa。唐勇等<sup>[10]</sup>针对机械封隔器管柱结构的井测压工具串下深,给出了合理的建议,入井工具串最大下深位于封隔器以上 200 m。

塔河油田主要应用电子投捞工艺完成作业,最大投捞深度 6 300 m<sup>[11]</sup>。对于顺北油田的试井作业,起初因传统的电子投捞工艺温度受限,为取准资料,试采初期也采用吊测工艺深下,最深 6 950 m。但某井在施工过程中,井口钢丝断裂致使钢丝及测试工具串落井,之后经过长达两年的不断摸索,逐步形成了适合于顺北油田的试井作业技术,在保证安全的前提下,既能满足电子投捞工艺,又能满足机械投捞工艺,保障资料的成功录取。

1 试井作业影响因素

影响试井作业一次成功率的主要因素有五个方面,主要包括压力温度、流体性质、地层出砂及岩屑、管柱弯曲变形,以及投捞工艺。

1.1 压力温度

(1)井口压力高。顺北油田不同断裂带压力系数不一。某断裂带压力系数 1.17,最大关井压力 44 MPa;顺北油田顺南区块测试获取地层压力系数 1.48,该油田某井预测最高关井压力达 120 MPa,给井口防喷设备带来挑战。

(2)井底压力、温度高。顺北油田井底压力达 87 MPa,井底流动温度达 170 ℃,对井下压力计、井下测试工具提出了较高要求。起初,顺北油田试井作业主要应用 FFS 型压力计,但在应用过程中发现,该型号压力计多次出现电路板故障,造成无法正常录取资料。

1.2 流体性质

(1)腐蚀。顺北油田某断裂带 CO<sub>2</sub> 含量 2.72%、H<sub>2</sub>S 含量 36 888.16 mg/m<sup>3</sup>(表 1)。H<sub>2</sub>S 腐蚀类型主要是氢脆、硫化物应力腐蚀及电化学腐蚀;CO<sub>2</sub> 腐蚀类型主要为全面腐蚀和局部腐蚀。高 H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub> 和地层水的存在,将加重腐蚀。生产初期,井口压力 40 MPa 以上,以 40 MPa 计算,CO<sub>2</sub> 分压最小 0.764 MPa,大于 0.02 MPa;H<sub>2</sub>S 分压最小 0.267 MPa,大于 0.000 3 MPa,必须考虑钢丝的防腐性能(表 1)。

顺北油田某井在钢丝带清蜡筒清蜡作业中,清蜡筒打捞颈断裂入井。JDC 打捞出清蜡筒后,经检测该工具含铁量达 95%,该井 H<sub>2</sub>S 分压 0.361 MPa,造成工具断裂落井的主要原因为氢脆。

表 1 顺北油田某断裂带油气井腐蚀介质含量\*  
Table 1 The corrosive content in the oil and gas wells in a fault zone of Shunbei Oilfield

井号	CO <sub>2</sub>		H <sub>2</sub> S	
	含量/%	分压/MPa	含量/(mg·m <sup>-3</sup> )	分压/MPa
A1	2.48	0.992	36 888.16	0.984
A2	1.91	0.764	11 809.89	0.315
A3	2.42	0.968	10 795.07	0.288
A4	2.14	0.856	13 530.30	0.361
A5	2.08	0.832	11 364.24	0.303
A6	2.72	1.088	17 529.12	0.467
A7	2.59	1.036	9 999.64	0.267

\* 顺北油田井口压力 40 MPa 及以上,表中计算基值按 40 MPa 计算;CO<sub>2</sub> 及 H<sub>2</sub>S 含量以天然气全分析报告及 H<sub>2</sub>S 专项获取。

(2)胶质沥青质。胶质沥青质是石油中的重组分的主要组成成分,沥青质的沉淀、吸附会对储层、开采、储运、加工造成诸多伤害。胶质沥青质一般是指石油中不溶于正戊烷或正庚烷而可溶于苯或甲苯的一类特定组分。关于沥青质的沉积机理,目前比较普遍的看法认为,正常情况下,原油中胶质、沥青质-胶质为胶溶剂形成胶体溶于原油的芳烃中达到一种动态的平衡。由于温度、压力、原油组分的因素影响打破动态平衡,导致沥青质析出,缔合为絮状物而沉积下来,热力学也是不可逆的。

在原油的组成中,胶质、沥青质、芳香烃等的含量比例在一定的范围内时,原油中的胶体体系才能够保持平衡状态。实验结果表明,当原油的芳香度低于 40%时,沥青质就会以聚集体或颗粒形式析出并沉积。胶质与沥青质的比例越小时,沥青质的沉淀可能性越大<sup>[12]</sup>。

那么,如何判断一口井胶质沥青质沉积的可能性,Newberry M. E. 等<sup>[13]</sup>提出了 SARA 方法来确定原油发生沥青质沉积的可能性。该方法使用下式计算胶体的不稳定指数 CI,即

$$CI = (L + B)/(F + J)$$

式中:L 为簇组分中沥青质含量,%;B 为饱和烃含量,%;F 为芳香烃含量,%;J 为胶质含量,%。

如果 CI≥0.9,则这种原油易发生沥青质沉积。顺北油田胶质、沥青质和蜡含量分别为 3.69%、2.34%和 5.3%,CI 指数见表 2。胶质、沥青质含量高是造成钢丝作业遇阻卡的主要因素之一。以 A5 井为例,该井上提测压工具串至井深 21 m 处遇卡,用 2 mm 油嘴开井 30 min 后提出工具串。原

油含蜡 9.89%, 沥青质 2.34%, 胶质 1.82%, 从钢丝表面盘根处堆积情况以及 *CI* 指数判断, 主要是由胶质沥青质析出沉淀影响。

表 2 某断裂带油气井簇组分各参数含量及计算的 *CI* 值\*  
Table 2 The composition content and calculated *CI* in the oil and gas wells in a fault zone

井号	含量/%				<i>CI</i>
	沥青质	饱和烃	芳香烃	胶质	
A1	1.27	44.20	5.22	3.16	5.43
A2	1.83	35.37	4.67	3.25	4.70
A3	1.95	59.00	7.59	3.69	5.40
A4	0.63	33.19	12.82	3.36	2.09
A5	2.34	54.03	4.42	1.82	9.03
A6	0.22	34.66	6.18	2.43	4.05
A7	2.07	30.51	2.45	1.51	8.23

\* 各井指标来自簇组分分析报告。

(3) 结蜡。石蜡是一种白色或淡黄色固体, 由高级烷烃组成, 熔点为 37~76 ℃。石蜡在地下以胶体状溶于石油中。当压力和温度降低时, 可从石油中析出。地层原油中的石蜡开始结晶析出的温度叫析蜡温度, 含蜡量越高, 析蜡温度越高。表 3 为顺北油田某断裂带含蜡情况及析蜡温度点。

表 3 某断裂带油气井蜡含量及析蜡温度点\*  
Table 3 The wax content and waxing temperature in the oil and gas wells in a fault zone

井号	析蜡点/℃	蜡含量/%
A1	—	4.22
A2	20.85	3.16
A3	19.50	3.40
A4	—	3.22
A5	17.45	9.89
A6	—	5.30
A7	—	5.30

\* 各井指标来自完井试油期间原油全分析报告及析蜡点报告。

(4) 水合物。研究表明, 水合物是一种笼形晶体包络物, 水分子借氢键结合形成笼形结晶, 气体分子被包围在晶格之中, 形成必须具备高压、低温和自由水这三个条件。气井、高压气井及饱和压力较低的油气井只要条件具备, 易生成水合物。

1.3 地层出砂及岩屑

顺北油田采用裸眼完井, 常以钻遇漏失建产, 井筒钻屑不能够完全被携带出, 后期生产中可能导致管柱、套管及裸眼段堵塞。A4 井就因钻屑在井筒间断堵塞, 严重影响生产。通过处理井筒发现, 油管、套管、裸眼等多段堵塞, 累计返出堵塞地层岩屑 225 L, 主要呈现段塞式堵塞方式。油管堵塞位置: 6 810.27 m, 6 828.16 m, 6 846.06 m; 套管堵塞位置: 7 179.94 ~ 7 459 m; 裸眼段堵塞位置: 7 459 ~

7 790 m, 7 826 ~ 7 872 m, 7 984 ~ 7 994 m, 8 007 ~ 8 025 m, 8 042 ~ 8 049.63 m。

1.4 管柱弯曲变形

Y 井钻遇漏失建产, 采用底带 193.675 mmPHP-2 封隔器的常规工艺, 喇叭口下深 7 198.36 m。建产后, 完成了两次静压测试, 两次流压测试, 一次压力恢复测试, 最大测压深度 6 950.0 m。之后对该井进行了酸化解堵处理。施工过程中, 油套同时响应, 解堵效果理想, 生产油压达 25 MPa, 再次进行了流压测试, 试提张力出现异常。表 4 表明酸压前后管柱状态发生了明显变化, 管柱受力弯曲影响了测试工具串(最大外径 48 mm)的通过性<sup>[14]</sup>。经上修提出管串检查证实, 酸压中封隔器整体上移, 管柱弯曲, 封隔器之上变扣断裂。

表 4 Y 井酸压前后钢丝作业通井试提张力异常情况  
Table 4 Abnormal tension during wireline operation in Well Y before and after acid fracturing stimulation

深度/ m	下放张力/ kN	静止张力/ kN	测试上提张力/kN	
			酸压前	酸压后
5 400	5.00	5.09	6.02	6.05
5 500	4.90	5.01	—	6.45
5 600	5.27	5.38	—	6.90
5 700	5.43	5.51	6.04	7.47
5 800	5.54	5.60	—	7.87
5 900	5.58	5.64	—	8.36
6 000	5.67	5.70	6.24	9.14

1.5 投捞工艺

顺北油田试采初期采用吊测完成压力恢复试井, 主要存在以下几方面的问题: ①钢丝长期紧绷且暴露在含有腐蚀介质流体中, 存在断裂风险, 在地面刮风造成钢丝抖动下, 加剧了断裂风险; ②井口防喷装置长时间处于高压并与腐蚀介质接触, 存在泄漏风险; ③操作人员现场值班, 吊车、值班车现场待命, 涉及各方协调, 作业费用高。在吊测作业方案实施过程中, A2 井采用钢丝吊测工艺进行压力恢复试井期间发生异常, 钢丝发生断裂导致压力计落井, 录取资料失败。

2 试井工艺技术优化

针对顺北油田井深、高压、高温、流体性质和井况复杂的特征, 主要从井口防喷装置及压力计优选, 钢丝及仪器串优选, 井口及管柱遇阻技术措施, 压力恢复试井时机优选, 通井仪器串优化, 电子投捞工具改进, 以及防落井装置设计等方面进行了优化, 为超深井、管柱弯曲严重的井、斜井的试井作业提供了有效解决方案。



## 2.1 井口防喷装置、压力计优选

针对井口压力高、井底温度高的问题,主要涉及到井口防喷装置及压力计的选择。

### 2.1.1 井口防喷装置方面

目前,105 MPa 防喷设备具备井口压力 65 MPa 的施工经验,主要采用双防喷盒加防喷器或防喷盒、注脂流管及防喷器的井口防喷装置,井口压力大于 65 MPa 的则需采用 140 MPa 井口防喷设备。

### 2.1.2 压力计方面

鉴于 FFS 型号压力计在顺北油田应用多次出现问题,后续作业主要优选了 PPS 系列、SPARTEK 系列压力计,压力计级别从 15 000~30 000 psi,耐温级别 177~235 ℃。实践证明,两种型号压力计性能良好,具备 200 ℃ 温度的作业能力,其中 PPS28 型压力计在某井作业时间长达 20 d,最高测温达 193.38 ℃。

## 2.2 钢丝、仪器串优选

针对井深及高含  $H_2S$  等腐蚀介质的问题,顺北油田优选了 3.8/4.0 mm 双防钢丝,深度达 9 000 m,压力计采用 718 材质<sup>[15]</sup>,工具串统一为 35CrMo,具备一定的防硫能力,满足了顺北油田的压力监测需求。

## 2.3 井口、管柱遇阻技术措施

造成井口、管柱遇阻的主要原因有胶质沥青质析出、管柱结蜡以及水合物生成,针对顺北油田部分井胶质沥青质析出问题,需针对性的制定合理的清蜡周期,可以择机安排机械清蜡作业<sup>[16]</sup>。实际在该区块以及其他区块累计应用 30 余井次,根据不同井的实际情况制定合理的作业周期,未发生过因胶质沥青质析出造成施工中断的情况。

从实际生产过程中获悉,原油含蜡有一定的规律性,距离油源越近,含蜡越高,某区块近油源含蜡量近 15%,析蜡点在 50 ℃ 左右,针对部分井结蜡问题,在完井试油过程中,原油全分析是必须的分析项目,可以根据含蜡量的高低,制定合理的机械清蜡周期,以保障油气井的正常产能。

针对高压气井生成水合物的问题,目前处置的主要思路是“预防为主,防治结合”,经过多年的经验摸索,发现天然气水合物抑制剂乙二醇可以降低水合物生成的温度<sup>[17]</sup>,防止水合物生成,同时也可以治理水合物,如生成水合物的井注入乙二醇,能够解除堵塞,已成功在塔河及顺北油田 4 井次成功应用。另外,作业时从源头上消除外来自来水,如对试井防喷井口试压介质采用液压油、乙二醇,开

启井下安全阀打备压介质采油稀油等<sup>[18]</sup>,有效的降低了水合物生成概率。

## 2.4 压力恢复试井时机优选

针对地层出砂及岩屑的井,类似井要进行压力监测,为了降低压力计投到位关井后测试仪器串被埋卡的风险,必须排污完全,或者选择合适的工艺。

## 2.5 通井工艺优化

通井作业作为检验油管通畅性的关键性步骤,需加倍引起重视,尤其要注意试提张力。当然,如果考虑测试酸压的井,方案设计必须要兼顾下步方案,尽可能的减少管柱弯曲程度,保障管柱的通畅性。

针对斜井、管柱弯曲的井提出并引进了滚轮加重杆(图 1),仪器串采用滚轮加重杆,连接方式采用万向节。

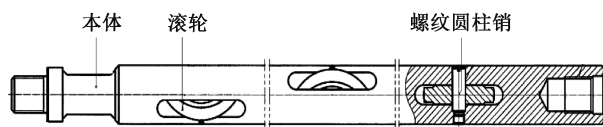


图 1 滚轮加重杆结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the roller weighting rod

为了验证滚轮加重杆的减阻效果,进行了地面验证,具体方案如下:

(1)将钨钢加重杆连接好后,长度 2.3 m,重量 43 kg,最大外径  $\phi 48$  mm,放入防喷管内,一端接好张力计,人工牵引张力计,显示张力 16 kg,表明滚钨钢加重杆在防喷管内的摩擦阻力为 16 kg;

(2)将滚轮加重杆连接好后,长度 5.3 m,重量 40 kg,最大外径  $\phi 45$  mm,放入防喷管内,一端接好张力计,人工牵引张力计,显示张力 2 kg,表明滚轮加重杆在防喷管内的摩擦阻力为 2 kg。通过地面实验表明,滚轮加重杆可以有效减少仪器串在管柱中上提下放的摩擦力。

## 2.6 投捞工艺优化

目前,压力恢复试井、产能试井主要采用投捞与吊测两种工艺。投捞工艺有机械与电子两种,常规电子投捞工艺存在耐温承压受限,最高耐温 150 ℃;最高承压 80 MPa。针对顺北油田井深、地层温度高、常规电子投捞工艺不满足测试需求,进行了投捞工具的改进和防落井装置的设计。

### 2.6.1 投捞工具改进

经详细分析论证,制约电子脱挂器的主要因素为温度和压力。主要从高温直流电机、高温锂电池、高温控制电路着手改进。直流行星减速电机主

要由直流电机和行星齿轮减速器组成,电机采用高温电机,耐温 200 ℃,配合行星齿轮减速,为释放机构提供低转速、高扭矩动力;电池由单电池组成电池组,以满足电机工作电流;控制芯片耐温选用 180 ℃。通过上述三方面内容提高电子脱卡仪的耐温、抗压,将温度由传统的 150 ℃ 提升至 180 ℃,耐压由传统的 80 MPa 提升至 100 MPa,满足顺北油田 7 200 m 投捞作业要求。

### 2.6.2 防落井装置设计

从工艺上着手考虑,既能满足取资料要求,又能防止测试工具串落井事故发生,设计坐落短节。

该坐落短节主要设计在完井管串封隔器之上,如图 2 所示。该短节长度 70 cm,方便现场上扣需求。上下扣型与完井管串油管柱相匹配,通径设计能够满足后期动态监测需求。该短节坐落部位设计 45°角,避免绳缆作业通井遇阻后发生自锁遇卡;另外,在测试仪器串底部,要考虑设计大于坐落短节内通径的装置,防止仪器串异常落井事故。当然,对于管串中配置压井滑套的井,因压井滑套内通径相对较小,也可以起到防落井的目的。

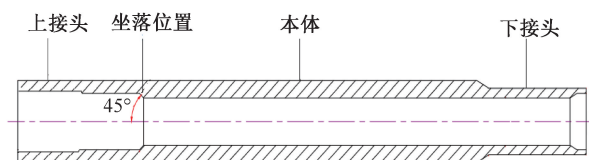


图2 坐落短节结构示意图

Fig.2 Schematic structure of the setting connection

## 3 现场应用

顺北油田试井作业主要以静压测试、流压测试、产能试井、压力恢复试井,以及干扰试井为主,通过规模应用,取得了合格的温度、压力数据。

### 3.1 优化通井工艺

针对机械封隔器管柱结构的井,管柱弯曲多次造成测压工具串遇阻。按照经验,测压深度设计需要至少在机械封隔器之上 200 m,滚轮加重杆的应用突破了测压深度设计在机械封隔器之上 200 m 的瓶颈。

#### 3.1.1 第一口井投 DPT

鉴于机械封隔器配合射采联工艺作存在录取资料的困难,主要表现在管柱弯曲对钢丝作业的深度影响极大,进而影响资料录取的准确性。为了解决上述问题,选择应用滚轮加重杆进行投捞综合评价,塔里木盆地某井采用 244.475 mmRTTS 封隔器

射孔测试联作工艺,封隔器之上采用 88.9 mmBGT2 油管,封隔器加压 22 t,封位 5 326.27 m,封隔器下部设计坐落接头,坐落接头位置 5 334.58 m,投 DPT 时井口油压 0.5 MPa。

通井工具串:钢丝绳帽(φ38 mm×0.1 m)+炮栓接头(φ45 mm×0.53 m)滚轮加重杆(φ45 mm×4.0 m)+震击器(φ38 mm×2.2 m)+通井规(φ48 mm×0.25 m)。

通井工具串总长约 7.7 m,总重 51 kg,最大外径 48 mm,通井张力无异常。

投捞工具串:钢丝绳帽(φ38 mm×0.1 m)+炮栓接头(φ45 mm×0.53 m)滚轮加重杆(φ45 mm×4.0 m)+震击器(φ38 mm×2.2 m)+投放工具串(φ47 mm×2.0 m)。

投捞工具串总长约 9.7 m,总重 65 kg,最大外径 47 mm。投放压力计时张力无异常。

该井成功录取到了流压、压力恢复、静压资料。通过地面实验及现场实践表明,滚轮加重杆的应用可以有效减少仪器串在管柱中上提下放的摩擦力,极大的削减了仪器串在管柱变形段遇卡的风险,解决了机械封隔器管柱结构的井仪器串遇阻卡的问题。

#### 3.1.2 第二口井流压测试

顺北某井酸压完井,管柱设计为 114.3 mm BGT2 油管+88.9 mmBGT2 油管+139.7 mmWJ-MR 封隔器,封隔器加压 12 t,封隔器位置 6 949.40 m,设计测压深度 6 520 m。

第一次作业:井口油压 52 MPa,通井过程中从 5 050 m 开始下放张力在 426~375 kg 变化,上提张力在 495~568 kg 变化,通井至 5 177 m 遇阻。

通井仪器串:钢丝绳帽头(φ38 mm×0.1 m)+钨钢加重杆(φ45 mm×4.5 m)+震击器(φ45 mm×1.7 m)+通井规(φ50 mm×0.2 m)。

通井仪器串总长 6.5 m,总重 110 kg。对 5 100 m 以上进行停点测试后开井。

第二次作业:鉴于该井为重点探井,需要深测进一步明确油水界面、压力情况。2019 年 12 月 14 日进行流压测试,对通井仪器串进行优化,采用滚轮加重杆进行通井。

通井工具串:钢丝绳帽(φ38 mm×0.2 m)+滚轮加重杆(φ50.8 mm×0.91 m)+万向节(φ45 mm×0.22 m)+滚轮加重杆(φ50.8 mm×0.91 m)+万向节(φ45 mm×0.22 m)+滚轮加重杆(φ50.8 mm×0.91 m)+万向节(φ45 mm×0.22 m)+滚轮加重杆(φ50.8 mm×0.91 m)+万向节(φ45 mm×0.22 m)+

通井规( $\phi 55\text{ mm}\times 0.23\text{ m}$ )。

工具串长 4.92 m、重 40 kg,最大外径 55 mm。通井至 6 520 m,在第一次通井张力异常井段无明显异常变化,第二趟流压测试顺利完成。

该井通过对通井仪器串进行优化,应用滚轮加重杆,采取活结连接方式,顺利取得了深部测试资料,进一步验证针对管柱弯曲的井,滚轮加重杆能够起到较好的效果。

### 3.2 投捞工艺

A2 井、A5 井处于顺托果勒低隆北缘。A2 井为评价井,钻遇漏失后常规完井,139.7 mm PHP-2 封隔器,通径 49 mm,管柱结构如图 3a 所示。2016 年 6 月 16 日建产,5 mm 油嘴,油压 31.4 MPa,日产油 155  $\text{m}^3$ ,日产气 48 464  $\text{m}^3$ 。为了进行井组间干扰试井,排污完全后于 6 月 23 日吊测,压力计下至井深 7 000 m,钢丝选用 4.0 mm,井口防喷设备 105 MPa,选用 30 000 psi、200  $^{\circ}\text{C}$  压力计。关井后油压逐步恢复至 41.33 MPa。

吊测期间钢丝从井口处断裂,经过连续油管配合多次打捞,捞获钢丝 7 010 m,仪器串从绳帽顶部断裂。

落鱼工具串: $\phi 38\text{ mm}$  钢丝绳帽 $\times 0.2\text{ m} + \phi 48\text{ mm}$ 加重杆 $\times 0.7\text{ m}\times 2 + \phi 48\text{ mm}$ 加重杆 $\times 0.5\text{ m}\times 3 + (\phi 38\text{ mm}$ 压力计 $\times 3 + \phi 38\text{ mm}$ 防腐蚀装置) $\times 2.1\text{ m}$ ,总长共 5.2 m,重 84 kg。

铅印探到封隔器上接头位置处,未探到鱼顶,落鱼可能在封隔器处,也可能出油管鞋落入裸眼段。

考虑到吊测风险较高,对顺北油田压力恢复试井工艺进行了调整优化,在 A5 井实施应用。A5 井于 2017 年 7 月 14 日钻进至井深 7 945.09 m 发生失返性漏失,下探至井深 7 948.01 m 开始有钻压,放空 2.92 m,钻进至 7 950.06 m 完钻,以常规完井建产,管柱中设计坐落短节,下深 6 982.82 m。A5 井建产后,采用高温高压电子投捞装置投 DPT 至井深 6 950 m,关井测压力恢复、静压,捞出后最高测压 82 MPa,最高测温 162  $^{\circ}\text{C}$ ,压力恢复解释表皮系数为 -3.8,不存在污染。A5 井完井工艺管柱如图 3b 所示。

坐落短节的设计及应用为 DPT 投捞作业提供了丰富的手段,既可以实现电子投捞作业,又可以实现机械投捞作业,同时可以有效的防止出现异常事故仪器串落井的问题,为后期打捞提供了便利。同时,试井投捞工艺的改进升级,提升了电子投捞试井技术水平,高温高压电子投捞装置已在在顺北油田应用 15 井次,成功率 100%。

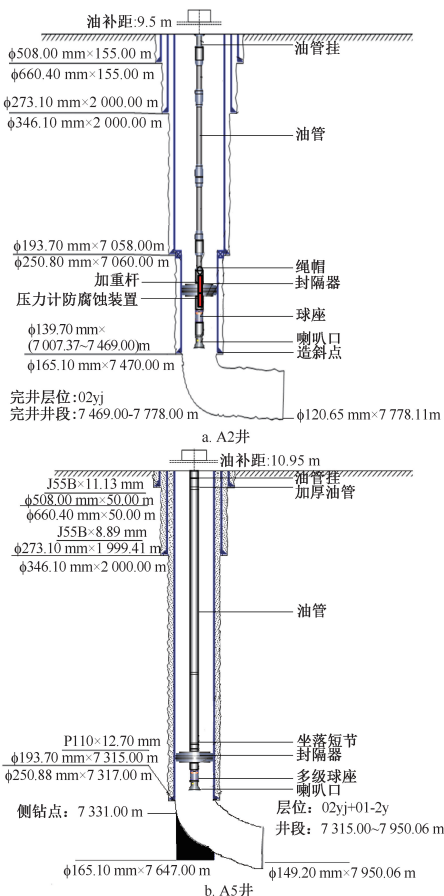


图3 完井工艺管柱结构示意图

Fig. 3 Schematic structure of the completion string

## 4 结论

(1)分析了顺北油田超深超高温高压油气井试井作业影响因素,并针对性的对试井工艺技术进行了逐一优化,解决了顺北油田试井技术难题,储备了完善的技术手段以满足重点深井测试资料的准确性。

(2)三高含腐蚀介质油气井的试井作业风险极大,该工艺技术从井口装置的选择、压力计的优选、钢丝的选择、通井仪器串的优化、配重、防落井装置设计以及完井工艺配套等系统研究,有效的降低了试井作业的风险,适用性强,为类似井况提供了有效解决方案。

(3)对于测点温度大于 165  $^{\circ}\text{C}$  的油气井需进一步研究性能更高的电子投捞设备或者采用机械坐落式投捞工艺。另外,为规避试井作业阻卡风险,测深一般选择在造斜点之上,对于斜井试井作业仍需进一步评价。

致谢:感谢西北油田分公司完井测试管理中心同意本文公开发表。



## 参考文献

- [1] 王耀稼,王再兴,沈黎阳,等. 国内深井超深井钻井技术现状及发展趋势[J]. 石化技术,2016,23(2):52.  
WANG Yaojia, WANG Zaixing, SHEN Liyang, et al. Domestic deepand ultra-deep drilling technology status and development trend [J]. Petrochemical Industry Technology, 2016,23(2):52.
- [2] 王双来,彭娜,刘卜. 高温高压井特殊螺纹接头的选用与评价试验[J]. 钢管,2016,45(1):64-71.  
WANG Shuanglai, PENG Na, LIU Bo. Selection of premium connection as used in HPHT well and relevant evaluation test methods [J]. Steel Pipe, 2016,45(1):64-71.
- [3] 鲁新便,胡文革,汪彦,等. 塔河地区碳酸盐岩断溶体油藏特征与开发实践[J]. 石油与天然气地质,2015,36(3):347-355.  
LU Xinbian, HU Wenge, WANG Yan, et al. Characteristics and development practice of fault-karst carbonate reservoirs in Tahe area, Tarim basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015,36(3):347-355.
- [4] 王震,文欢,邓光校,等. 塔河油田碳酸盐岩断溶体刻画技术研究与应[J]. 石油物探,2019,58(1):149-154.  
WANG Zhen, WEN Huan, DENG Guangxiao, et al. Fault-karst characterization technology in the Tahe Oilfield, China [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2019,58(1):149-154.
- [5] 王卓,王磊. 环空电缆试井技术在水平井压裂中的应用[J]. 石油管材与仪器,2019,5(4):97-100.  
WANG Zhuo, WANG Lei. Annulus cable testing technology in horizontal well fracturing [J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments, 2019,5(4):97-100.
- [6] 王雪飞,谭忠健,翟洪君,等. 海上探井测试交互式试井技术[J]. 油气井测试,2019,28(1):32-37.  
WANG Xuefei, TAN Zhongjian, ZHAI Hongjun, et al. Interactive well test technology for offshore exploration wells [J]. Well Testing, 2019,28(1):32-37.
- [7] 苏秀珠,窦益华,许爱荣,等. 高温高压深井直读试井电缆断裂原因探讨[J]. 石油机械,2008,36(9):185-187.  
SU Xiuzhu, DOU Yihua, XU Airong, et al. Discussion on reason of breakage of wireline in real time test for HTHP deep well [J]. China Petroleum Machinery, 2008,36(9):185-187.
- [8] 何银达,马红英,秦世勇,等. 电缆地面直读试井工艺在迪那202井的应用浅析[J]. 钻采工艺,2006,29(3):94-96.  
HE Yinda, MA Hongying, QIN Shiyong, et al. Application of cable SRO test technology in gas well Dina 202 [J]. Drilling & Production Technology, 2006,29(3):94-96.
- [9] 王克林,杨向同,刘军严,等. 库车山前高压气井钢丝投捞式试井技术[J]. 油气井测试,2018,27(4):15-20.  
WANG Kelin, YANG Xiangtong, LIU Junyan, et al. Wireline fishing well testing technology for high pressure gas wells in Kuqa foreland [J]. Well Testing, 2018,27(4):15-20.
- [10] 唐勇,刘练,王志敏. 塔河油田深井试井工具串解卡方法[J]. 油气井测试,2012,21(2):44-45.  
TANG Yong, LIU Lian, WANG Zhimin. Stuck release method for well testing tool string in deep well of Tahe Oilfield [J]. Well Testing, 2012,21(2):44-45.
- [11] 胡勇,周生福,王博伟,等. 一种深井 DPT 投捞工艺在塔河油田的改进及应用[J]. 油气井测试,2016,25(3):71-72.  
HU Yong, ZHOU Shengfu, WANG Bowei, et al. Improvement and application of a kind of deep well DPT shot out process in Tahe Oilfield [J]. Well Testing, 2016,25(3):71-72.
- [12] MCLEAN J D, KILPATRICK P K. Effects of asphaltene aggregation in model heptanes-toluene mixtures on stability of water-in-oil emulsions [J]. Journal of Colloid & Interface Science, 1997,196(1):23-34.
- [13] NEWBERRY M E, BARKER K M. Organic formation damage control and remediation [C]. SPE 58723, 2000.
- [14] 窦益华,许爱荣,张福祥,等. 高温高压深井试油完井问题综述[J]. 石油机械,2008,36(9):140-142.  
DOU Yihua, XU Airong, ZHANG Fuxiang, et al. Summary of well testing and completion problems in high temperature and high pressure deep wells [J]. China Petroleum Machinery, 2008,36(9):140-142.
- [15] 刘华强,罗邦林. 高含硫气田水平井试井工艺技术[J]. 天然气工业,2005,25(8):97-99.  
LIU Huaqiang, LUO Banglin. Well testing technology of horizontal wells in gas fields with high sulfur content [J]. Natural Gas Industry, 2005,25(8):97-99.
- [16] 李美霞. 沥青质沉积问题文献综述[J]. 特种油气藏,1996,3(3):59-62.  
LI Meixia. Literature review on asphaltene deposition [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 1996,3(3):59-62.
- [17] 赵欣,邱正松,黄维安,等. 天然气水合物热力学抑制剂作用机制及优化设计[J]. 石油学报,2015,36(6):760-766.  
ZHAO Xin, QIU Zhengsong, HUANG Wei'an, et al. Inhibition mechanism and optimized design of thermodynamic gas hydrate inhibitors [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015,36(6):760-766.
- [18] 李会会,周生福,刘练,等. 塔河油田试井作业遇阻卡原因及防治措施[J]. 油气井测试,2018,27(5):66-72.  
LI Huihui, ZHOU Shengfu, LIU Lian, et al. Causes and prevention measures on blocking and sticking of the well testing operation in Tahe Oilfield [J]. Well Testing, 2018,27(5):66-72.

编辑 刘振庆

第一作者简介:崔龙兵,男,1968 年出生,硕士,高级工程师,2006 年获西南石油学院石油与天然气工程专业工程硕士学位,主要从事石油天然气开发研究及完井测试技术及管理工  
作。电话:0996-4687086,18999624363;Email:cuilb. xbsj@  
sinopec.com。通信地址:新疆巴州轮台县轮南镇中国石化采  
油三队完井测试管理中心,邮政编码:841600。