

◀低渗油气田高效开发钻井技术专题▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.03.003

## 川西致密气藏裸眼水平井分段压裂技术

曹 阳, 陈 琛, 史雪枝, 熊昕东, 乔智国

(中国石化西南油气分公司工程技术研究院, 四川德阳 618000)

**摘 要:**川西中浅层气藏致密、低孔、低丰度,裸眼水平井分段压裂是开发该类气藏的有效技术之一,但存在压裂参数难确定、压裂管柱下入难度大、水平段钻井液替出困难、压裂液返排效率低等问题。为此,在分析气藏特点和借鉴多级压裂经验的基础上,提出将裸眼水平段分成8~10段进行压裂,砂比优化为17%~21%;在注入前置液阶段采用支撑剂段塞处理近井效应,降低初期施工压力及形成多裂缝的概率;设计了可完全替出水平段钻井液的压裂管柱;制定循环钻井液、旋转管柱和给管柱加压的措施,保证压裂管柱下至设计位置;采用液氮伴注和大小油嘴交替更换的助排和返排技术,提高压裂液返排的速度和效率。XP105-1H井的裸眼水平段分成8段,采用以上技术和措施成功分段压裂;压后自然返排,返排率达95%;压后天然气产量 $6.4412 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,是相同层位水平井的2倍,天然气无阻流量达到 $23.168 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。XP105-1H井裸眼水平段分段压裂的成功,可为类似致密气藏裸眼水平井分段压裂提供有益参考。

**关键词:**致密气藏 水平井 分段压裂 川西 XP105-1H 井

**中图分类号:**TE375 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2012)03-0013-05

## Multi-Stage Fracturing Techniques for Open Hole Horizontal Wells in Western Sichuan Tight Gas Reservoirs

Cao Yang, Chen Chen, Shi Xuezhi, Xiong Xindong, Qiao Zhiguo

(Engineering Technology Institute of Southwest Petroleum Branch, Sinopec, Deyang, Sichuan, 618000, China)

**Abstract:** Western Sichuan shallow gas reservoirs are characterized as tight formation, low porosity and low abundance. For these types of reservoirs, a multi-stage open hole fracturing of a horizontal well is an effective method. However there are some difficulties associated with this technique such as the selection of fracturing parameters, running of fracturing string, displacement of mud in horizontal section and low flowback efficiency of fracturing fluid. Based on reservoir property analysis and multi-staged fracturing experience, it is suggested to fracture the open hole horizontal wells in 8 to 10 stages with proppant concentration of 17%~21%. In the stage of fluid pad injection, a proppant slug is used to treat near wellbore effect, lower the initial fracturing pressure and avoid creating multiple fractures. Fracturing string for drilling fluid displacement in the horizontal section has been developed. Measures in mud circulation, string rotation and pressure application to string has been made to ensure the fracturing string can be run to the designed location. At the same time, liquid nitrogen injection and different sized chokes were employed to improve the rate and efficiency of fracturing fluid flow-back. Those measures were applied in 8 stages fracturing of Well XP105-1H successfully and natural flowback rate naturally reached up to 95%. Gas production of this well is  $6.4412 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , two times of that of other horizontal wells in the same formation. It can be reference for similar open hole horizontal wells in tight gas reservoirs.

**Key words:** tight gas reservoir; horizontal well; multi-staged fracturing; Western Sichuan; Well XP105-1H

川西中浅层气藏主要包括蓬莱镇组、遂宁组、沙溪庙组3个大气藏,探明储量达 $1660.67 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,各气藏储层具有致密(0.11~0.50 mD)、低孔(5%~10%)、非均质性强、储量丰度低、单井动用储量少等特点,与国内外致密气藏开发历程类似,早期主要采

收稿日期:2012-03-01;改回日期:2012-05-05。

**作者简介:**曹阳(1976—),男,四川自贡人,2005年毕业于西南石油学院石油工程专业,工程师,主要从事完井、测试、修井等方面的研究工作。

**联系方式:**(0838)2551326, caoyangwd@sina.com。

**基金项目:**国家科技重大专项“低渗油气田高效开发钻井技术”课题6“低渗油气田完井关键技术”(编号:2008ZX05022-006)部分研究内容。

用直井和定向井进行多层压裂合层开采,但产量低、经济效益低下。2010年开始采用水平井尾管完井,分段压裂后开采,平均单井产量为同层直井的3倍,虽然产能提高幅度较大,但投入成本和产出效益比还是较大。裸眼水平井分段压裂与尾管水平井分段压裂<sup>[1-2]</sup>和水力喷射分段压裂相比,具有钻完井成本相对较低、分段级数更多、井口泵压低和压裂规模大的特点,现已成为国内外水平井分段压裂的主导方式。国内的苏里格气田和大牛地气田进行了“裸眼完井+裸眼封隔器”分段压裂<sup>[3-4]</sup>,取得了较高的经济效益。考虑川西中浅层气藏砂岩致密,井壁稳定性较好,为了降低开发成本,在川西中浅层致密气藏开展了裸眼水平井分段压裂先导性试验。

## 1 裸眼水平井分段压裂关键技术

### 1.1 加砂压裂优化设计

**分段段数优化** 考虑裸眼水平段长约700~1 000 m,根据储层参数(渗透率、孔隙度、油层厚度)对施工参数(压裂液性能、支撑剂性能、排量及砂比)进行优化,结合前期分段加砂压裂经验,选择将水平段分为8~10段。

**砂比优化** 根据压裂规模求得优化的裂缝长度<sup>[5]</sup>,计算出所需的裂缝导流能力,再根据泵注程序确定达到裂缝导流能力所需要的砂比为15%~23%。考虑川西中浅层为致密、低孔、低渗砂岩储层,采用高砂比不仅增加压裂难度,还耗费大量物资,借鉴前期水平井压裂砂比,将砂比优化为17%~21%。

**处理技术优化** 针对裸眼水平井加砂压裂易产生多裂缝的情况,为了降低初期施工压力及避免多裂缝的形成,在注入前置液阶段采用支撑剂段塞处理近井效应。另外,采用较高排量泵入大量的前置液(前置液占总液量的38%~41%)、采用“台阶+线性”加砂方式降低施工风险及难度,确保压裂成功。

**助排设计** 考虑该地区地层压力较低,同时入井液量大,为增加地层返排能量,减少压裂液对地层污染,设计后几段全程伴注液氮助排。

### 1.2 分段压裂管柱优化设计

**管柱尺寸选择** 根据分段压裂要求,为了降低摩阻,减小压裂时的井口压力,匹配工具尺寸,便于每级滑套球顺利通过,水平段选用 $\phi 114.3$  mm油

管、直井段选用 $\phi 89.0$  mm油管作为压裂管柱。

**管柱结构设计** 为了避免井口套管在压裂时承受高压,在技术套管段下入顶部封隔器封隔管鞋段裸眼,压裂后用油管生产。为了减少投球次数,第一层滑套采用压差滑套,其他滑套采用投球滑套;管柱底部设计井筒隔绝阀,便于替出水平段钻井液,减少钻井液对储层的污染。管柱结构设计为:油管+顶部封隔器+油管+滑套+油管+裸眼封隔器+油管+滑套+油管+裸眼封隔器+压差滑套+井筒隔绝阀+引鞋。

### 1.3 封隔器及配套工具选择

封隔器及配套工具尺寸、压力级别应根据裸眼井径、技术套管内径和改造要求进行选择<sup>[6-8]</sup>。表1为川西致密气藏裸眼水平井分段压裂时选用封隔器及配套工具的主要参数。根据裸眼封隔器特性要求,封隔器选择坐封在全角变化率小于 $5^\circ/30$  m的井段,在水平段选择坐封在井径变化率小于5%的井段。为了保证顶部封隔器顺利丢手,要求顶部封隔器必须具有液压和机械两种丢手方式。考虑到后期要回插入接插头,顶部封隔器选择坐封在井斜角小于 $30^\circ$ 的井段内。

表1 封隔器及配套工具主要参数

Table1 Parameters of packers and supporting tools

工具名称	外径/mm	内径/mm	压力级别/MPa
顶部封隔器	149.9	98.4	70
裸眼封隔器	147.8	98.3	70
投球滑套	146.1	98.3	70
压差滑套	143.0	97.3	70
井筒隔绝阀	147.8	25.4	70

### 1.4 工具下入及操作控制要求

#### 1.4.1 施工工序

先下入通井工具对井壁进行修整,然后用送入钻柱把分段压裂管柱送至水平段,通过井筒隔绝阀替出水平段钻井液,当钻井液顶替至顶部封隔器上部时,投球坐封裸眼封隔器和顶部封隔器,然后丢手,采用送入钻柱把井筒内的钻井液全部替出,再下入“回接插头+ $\phi 89.0$  mm油管”,回插到顶部封隔器,验封后进行加砂压裂。打开压差滑套对第1层进行压裂,第1层压裂结束后投球打开投球滑套对第2层进行压裂,以此类推直至压裂完所有层位,然后开井放喷。

### 1.4.2 井筒处理技术

由于在水平井中下入大尺寸工具较难,工具下入前设计分别采用与钻进钻头同样尺寸的钻头、螺旋单磨铣鞋和螺旋双磨铣鞋通井并修整井壁,使井壁光滑利于工具的下入。

1) 通井井参数。当通井遇阻时,采用上提和下放钻柱方式进行处理,钻压不得超过 75 kN,同时循环钻井液。如果采用以上方式处理后在遇阻点仍不能通过,可在上提下放管柱的同时结合旋转钻柱进行处理。

2) 封隔器下放速度。封隔器下放速度过快易造成刮伤和提前坐封,因此封隔器下放速度在套管段内不超过 27.4 m/min,在裸眼段内不超过 2.0 m/min。

3) 封隔器验封压力。根据裸眼封隔器压力级别、井内液体密度、压裂时需要的平衡压力,确定验封压力。

4) 投球要求。投球前先采用正常排量顶替 2.0 m<sup>3</sup>,然后降低排量,投球,并在正常顶替排量下送球,球接近球座前(球在清水中的下落速度为 305 m/min),排量降为 1.0 m<sup>3</sup>/min,以利于通过地面监测设备判断滑套是否打开。

### 1.4.3 紧急情况处理

1) 丢手工具在加压后不能丢手。确认丢手工具在丢手压力下处于压缩状态,逐渐提高丢手压力,每次压力升高 2.0 MPa,直到压力达到压差滑套打开压力的 70%时为止。然后释放压力,上提一柱钻杆确认丢手工具是否丢手。如仍未能丢手,可启用紧急丢手程序,释放泵压,下压足够的下压力保证丢手工具处于压缩状态,然后逆时针旋转管柱,剪断销钉,直接上提管串使卡爪从卡槽中脱离,完成机械丢手。

2) 封隔器下入遇阻。封隔器下入过程中如果遇阻,可采取循环、旋转或加压的方式进行处理,旋转力应为管柱最薄弱处抗扭强度的 80%,加压不能超过 60 kN。

3) 投球后滑套未能打开。如果滑套打不开,可控制泵压上限反复加压泄压,使销钉疲劳,其剪切力降低,然后加压剪断销钉,打开滑套。

## 1.5 压裂液快速返排技术

为尽可能减小压裂液对地层的伤害,实现裂缝有效支撑,加砂压裂施工结束后应尽快开井,根据现

场排液和出砂情况采用逐级放大油嘴的方式尽快排液、强制人工裂缝闭合。当地层内残液较少时,采取大小油嘴交替的放喷方式最大限度地排出井内液体;若后期地层能量不足,排液困难时采取气举助排,使井内液体尽快返出。

## 2 现场应用

XP105-1H 井是部署在川西致密气藏、以蓬莱镇组为目的层的一口裸眼水平井,井深 2 086.00 m,垂深 1 163.20 m,水平段长 729.70 m。其井身结构为:一开,φ316.5 mm 钻头×302.00 m,φ273.1 mm 表层套管×300.00 m;二开,φ241.3 mm 钻头×1 375.70 m,φ177.8 mm 技术套管×1 373.26 m;三开,φ152.4 mm 钻头×2 086.00 m,裸眼完井。根据该井水平段长度、结合地层物性等参数,分 8 段进行压裂改造。

### 2.1 压裂前期准备

#### 2.1.1 井筒修整

采用 φ152.4 mm 钻头通井,通至井深 1 375.00 m (φ177.8 mm 套管下至井深 1 375.00 m)时开始遇阻,阻力 20 kN,后在其他井段共遇阻 6 次。其中 1 589.00~1 806.00 m 井段遇阻最严重,从实钻井眼轨迹分析,该段平均全角变化率 7.76°/100m,最大全角变化率 15.53°/100m,同时该井段泥岩夹层较多,说明遇阻不是由全角变化率造成的,而是井径变化所致,采用螺旋单磨铣鞋、螺旋双磨铣鞋通井修整井壁,初期有 20 kN 阻卡,修整后无阻卡。

#### 2.1.2 下压裂管柱

采用钻杆送入压裂管柱,下入时分别在井深 1 917.00,1 954.00 和 1 981.50 m 等处遇阻,采用循环钻井液、上下活动并转动管串等方法,先后通过遇阻点,下至设计位置。

分段压裂管柱结构(从上到下)为:油管挂+双公短节+φ89.0 mm 油管+水力锚+短厚壁油管+插入密封+回接密封筒+变扣接头+顶部封隔器+φ114.3 mm 油管+裸眼封隔器(8)+φ114.3 mm 油管+投球滑套(7)+φ114.3 mm 油管+裸眼封隔器(7)+φ114.3 mm 油管+投球滑套(6)+φ114.3 mm 油管+裸眼封隔器(6)+φ114.3 mm 油管+投球滑套(5)+φ114.3 mm 油管+裸眼封隔器(5)+φ114.3 mm

油管+投球滑套(4)+ $\phi 114.3$  mm油管+裸眼封隔器(4)+ $\phi 114.3$  mm油管+投球滑套(3)+ $\phi 114.3$  mm油管+裸眼封隔器(3)+ $\phi 114.3$  mm油管+投球滑套(2)+ $\phi 114.3$  mm油管+裸眼封隔器(2)+ $\phi 114.3$

mm油管+投球滑套(1)+ $\phi 114.3$  mm油管+裸眼封隔器(1)+ $\phi 114.3$  mm油管+压差滑套+ $\phi 114.3$  mm油管+井筒隔绝阀+ $\phi 114.3$  mm油管+浮鞋(见图1)。

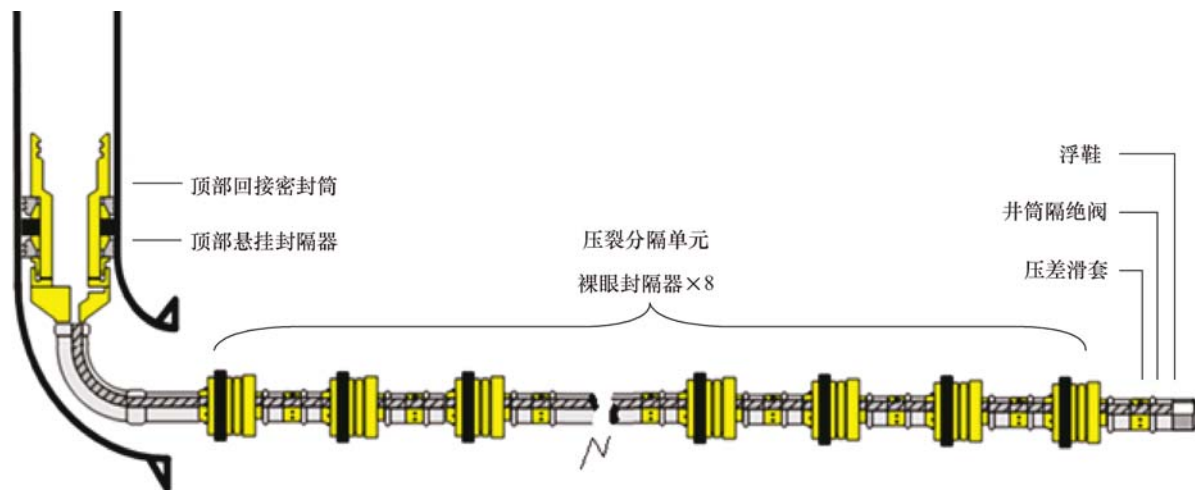


图1 XP105-1H井分段压裂管柱结构

Fig. 1 Multi-stage fracturing string for Well XP105-1H

## 2.2 压裂施工

### 2.2.1 替浆、坐封封隔器

压裂管柱下到位后,采用清水正循环替浆,然后投入 $\phi 38.1$  mm塑料球,以 $0.4 \text{ m}^3/\text{min}$ 排量送球入座,泵压由 $9.0 \text{ MPa}$ 升至 $21.0 \text{ MPa}$ ,稳压 $5 \text{ min}$ ,顶部封隔器和裸眼封隔器均坐封。环空加压至 $15 \text{ MPa}$ 验证封隔器成功坐封。加压至 $28.0 \text{ MPa}$ 后,压力突降至 $26.0 \text{ MPa}$ ,管串上提 $10 \text{ m}$ ,送入工具成功丢手。洗井后,将带插入密封、水力锚的油管管串插入密封筒,试压至 $3.5 \text{ MPa}$ ,验证密封合格。从油管加压至 $14.0 \text{ MPa}$ ,然后带压上提 $100 \text{ kN}$ ,压力无变化,确认水力锚锁定。

### 2.2.2 加砂压裂

压裂前从油管加压至 $41.0 \text{ MPa}$ ,压力突降至 $18.0 \text{ MPa}$ ,压差滑套打开,对第一段进行加砂压裂,注入前置液阶段采用支撑剂段塞处理近井效应,采用“台阶+线性”加砂方式进行压裂,压裂结束后过量顶替 $2 \text{ m}^3$ 液体,然后投入 $\phi 41.275$  mm低密度球,以小排量送球至球座,加压至 $36.0 \text{ MPa}$ 开启滑套,进行第二段压裂。逐层分别采用直径级差 $3.175 \text{ mm}$ 球打开各段滑套进行压裂,最后3段采用液氮伴注方式进行压裂,分别注入液氮 $12.0, 9.0$ 和 $7.0 \text{ m}^3$ 。该井入井总液量 $1399.1 \text{ m}^3$ ,入井总砂量 $168.0$

$\text{m}^3$ ,施工排量 $4.5 \text{ m}^3/\text{min}$ ,施工压力 $22.0 \sim 34.0 \text{ MPa}$ ,平均砂比 $21\%$ 。

### 2.2.3 放喷排液

压后由于液氮伴注能量充足,采用 $\phi 5.0$  mm油嘴开井排液,强制气层闭合,同时控制地层出砂,减小对管柱的冲蚀,由于出砂较少,油嘴逐渐加大至 $\phi 15.0$  mm,以有效利用液体的弹性能量以及液氮能量,尽快排出压裂液,减少对产层的二次污染,提高压裂增产效果。在液体排出 $80\%$ 左右时,采用 $\phi 5.0$ 和 $\phi 10.0$  mm油嘴交替方式排液,最大限度地排出井中残液,最终返排率达 $95\%$ 以上。

### 2.2.4 求产

在产层中部(垂深 $1165.55 \text{ m}$ ),流动压力为 $12.75 \text{ MPa}$ 情况下,天然气产量 $6.44 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,是相同层位水平井的2倍。天然气绝对无阻流量 $23.17 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

## 3 结 论

1) XP105-1H井分段压裂改造后单井产量是同层位水平井的2倍,表明采用中低砂比( $17\% \sim 21\%$ )、支撑剂段塞处理技术、“台阶+线性”加砂方式的裸眼分段压裂工艺适合川西致密气藏。

2) 采用顶部封隔器、裸眼封隔器、投球滑套、井



筒隔绝阀、压差滑套等工具组合的压裂管柱成功实现了替浆和分段压裂。

3) 裸眼水平井中分段压裂工具下入遇阻是一大难题,循环钻井液、对管柱加压或旋转管柱等一项或多项措施并用能解决分段压裂工具遇阻难题。

4) 水平井分段压裂后几段采用液氮伴注,为气井后期返排提供了充足能量,加快了排液速度,减少了地层污染。

5) 采用前期小油嘴、中期大油嘴、后期大小油嘴交替的排液方式能有效提高残液的返排率。

6) 虽然对 XP105-1H 井裸眼水平段进行了多次预处理,但分段压裂工具下入过程中还是多次遇阻,应加强裸眼井筒处理技术研究。

### 参 考 文 献

#### References

- [1] 陈作,王振铎,曾华国. 水平井分段压裂工艺技术现状及展望[J]. 天然气工业,2007,27(9):78-80.  
Chen Zuo, Wang Zhenduo, Zeng Huaguo. Status quo and prospect of staged fracturing technique in horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(9): 78-80.
- [2] 李宗田. 水平井压裂技术现状与展望[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(6):13-18.  
Li Zongtian. Present situation and prospect of horizontal well fracturing technology[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(6): 13-18.
- [3] 喻鹏,车航,刘汉成,等. 苏 75-70-6H 水平井裸眼封隔器 10 级分段压裂实践[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(6):72-76.  
Yu Peng, Che Hang, Liu Hangcheng, et al. Practice of 10 stage fracturing with open hole packer in horizontal well in Well Su75-70-6H[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(6): 72-76.
- [4] 杨富,邹国曙,马得华,等. 苏里格气田苏平 36-6-23 井裸眼完井分段压裂技术[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(4):46-50.  
Yang Fu, Zou Guoshu, Ma Dehua, et al. Open hole completion staged fracturing technology for Suping 36-6-23 Well in Sulige Gas Field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(4): 46-50.
- [5] 姜晶,李春兰,杨敏. 低渗透油藏压裂水平井裂缝优化研究[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(4):50-52.  
Jiang Jing, Li Chunlan, Yang Min. Fracture optimization for horizontal wells in low permeability reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(4): 50-52.
- [6] 张恒,刘洋,李强,等. 水平井裸眼分段压裂完井技术在苏里格气田的应用[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(4):77-80.  
Zhang Heng, Liu Yang, Li Qiang, et al. Application of staged fracturing completion technology in horizontal openhole wells in Sulige Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(4): 77-80.
- [7] 姜涛,巩小雄,肖林鹏. 水平井分段压裂技术在牛圈湖油田的应用[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(2):101-104.  
Jiang Tao, Gong Xiaoxiong, Xiao Linpeng. Application for stepwise fracturing technology of horizontal well in Niujuanhu Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(2): 101-104.
- [8] 詹鸿运,刘志斌,程智远,等. 水平井分段压裂裸眼封隔器的研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(1):123-125.  
Zhan Hongyun, Liu Zhibin, Cheng Zhiyuan, et al. Research on open hole packer of staged fracturing technique in horizontal wells and its application[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(1): 123-125.

## 胜利油田浅海油区发现高产油气藏

近日,胜利油田埕北 819 井试油成功。该井产油达到 180 t/d,同时具有 12 518 m<sup>3</sup>/d 的产气能力。这是继 2011 年在埕北古 11 井获得重大发现后,该油田在埕岛油区沙河街组地层获得的第 2 口高产工业油气井。

埕岛油区以馆陶组、东营组和潜山油藏为主,沙河街组地层呈环状分布。该区前期主力勘探层系为东营组,虽然钻探中也发现过沙河街组油气藏,但分散零星,产能偏低,成藏规律不清,因此未深入勘探。2011 年完钻的埕北古 11 井为沙河街组油藏,该井用  $\phi 10.0$  mm 油嘴放喷求产,日产油 104 t,日产天然气 3 055 m<sup>3</sup>,证明了该组油藏也可高产。因此,胜利油田又在埕岛沙河街组油气藏(兼探东营组油气藏)部署了包括埕北 819 井在内的多口探井。

先行完钻的埕北 819 井试油的成功,证实了胜利油田埕岛东部斜坡带沙河街组油藏的勘探潜力,拓宽了胜利浅海的勘探领域。