

顺 9 井区致密油藏水平井一体化开发技术

王 洋¹, 赵 兵¹, 袁清芸², 曾 诚³

(1. 中国石化西北油田分公司工程技术研究院, 新疆乌鲁木齐 830011; 2. 中国石化西北油田分公司勘探开发研究院, 新疆乌鲁木齐 830011; 3. 中国石油西南油气田分公司物资公司, 重庆 400039)

摘 要: 顺 9 井区志留系碎屑岩储层存在埋藏深、温度高、物性差和底水发育, 前期直井压裂后无法获得稳定产能的问题, 为此, 开展了水平井一体化开发技术研究。按照钻井、完井和压裂一体化设计的思想, 水平井方位角设计为 137.7°, 与最大主应力方向正交, 以提高压裂后泄油面积; 使用油基钻井液钻进, 保证井径规则, 便于分段完井工具坐封; 优选耐温 130 °C、耐压差 70 MPa 的裸眼封隔器, 保证分段成功, 并将压裂端口置于储层发育段, 便于裂缝起裂; 通过降低胍胶浓度和优化添加剂用量, 形成耐温 130 °C 的低伤害压裂液; 采用油藏数值模拟方法优化压裂施工参数, 应用常规压裂+人工隔层控缝高技术实现避水高度 30 m, 控缝高、深穿透压裂, 形成顺 9 井区致密油藏水平井一体化开发关键技术。现场试验表明, 水平井压裂后产能较直井提高 4 倍, 2 口井累计产油量达 $1.02 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。水平井一体化开发技术提高了顺 9 井区致密油藏开发效果, 对国内同类致密油藏开发具有一定借鉴意义。

关键词: 致密油藏 水平井 一体化开发 顺 9 井区

中图分类号: TE348 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2015)04-0048-05

Integrated Techniques in Tight Reservoir Development for Horizontal Wells in Block Shun 9

Wang Yang¹, Zhao Bing¹, Yuan Qingyun², Zeng Cheng³

(1. Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 3. Material Supply Cooperation, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chongqing, 400039, China)

Abstract: Block Shun 9, a Silurian clastic reservoir, is characterized by deep burial depth and high temperature, poor physical property and bottom water development. Due to the lack of stable productivity for vertical wells after hydraulic fracturing in the primary stage in Block Shun 9, the integrated development performance for horizontal wells was studied. Based on integrated drilling, completion and hydraulic fracturing, a horizontal well was drilled in NE137.7°, perpendicular to the maximum horizontal stress, to increase oil drainage area for a later production stage. Oil based drilling fluid was used to prevent borehole instability issues and to more easily set the completion packer. In this case, the optimal packer in open hole could be used under 130 °C and 70 MPa, and the target stimulation section was selected in the fracture developed zone to facilitate fracture initiation. Fracturing fluid was developed that would have a lower damage rate to reservoir and would be able to resist 130 °C reservoir temperature by reducing the concentration of guar gum and optimizing the additive. a numerical reservoir simulation was conducted to optimize the parameters of fracturing treatment. Conventional methods and a designed barrier for fracture height control were used to control fracture height and keep them within 30 m to avoid connection with the water zone. The techniques of integrated tight reservoir development with horizontal well in Block Shun 9 were developed. The application in two wells showed that the productivity of horizontal wells after hydraulic fracturing was 4 times higher than that from vertical wells, and oil production reached to $1.02 \times 10^4 \text{ m}^3$. This study demonstrated that integrated development with horizontal wells is an effective method in tight reservoir development in Block Shun 9, and can be taken as a reference to the development of tight reservoirs.

Key words: tight reservoir; horizontal well; integrated development; Block Shun 9

顺 9 井区志留系油藏位于塔里木盆地顺托果勒隆起, 为构造与岩性双重控制的边底水油藏。顺 9 井加砂压裂累计产油 351.6 m^3 后, 无产液关井, 直井开发无法获得稳定的工业油流, 需要采用水平井分段压裂提高产能, 实现经济开发。国内外浅层水平井分段压裂技术已趋于成熟, 目前, 主要有水力喷射分段压裂、封隔器+滑套分段压裂和液体胶塞分

段隔离压裂等技术^[1]。深层致密油藏水平井分段压

收稿日期: 2014-11-18; **改回日期:** 2015-06-26。

作者简介: 王洋(1985—), 男, 陕西西乡人, 2008 年毕业于中国地质大学(武汉)石油工程专业, 2011 年获成都理工大学油气田开发专业硕士学位, 工程师, 主要从事超深致密油气藏高效改造技术研究。

联系方式: (0991)3161120, wy610059@126.com。

基金项目: 国家科技重大专项“缝洞型碳酸盐岩油藏高效酸压改造技术”(编号: 2011ZX05014-006)资助。

裂改造技术尚需进一步完善,尤其是耐高温高压完井工具、耐高温低伤害压裂液和分段压裂设计方法等亟需攻关^[2]。国内采用水平井开发致密油气藏时通常将钻井、完井和分段压裂等3个环节分开设计,导致钻井完井成本过高、压裂效果不理想和开发经济性差等问题。鉴于以上问题,笔者在分析总结顺9井区致密油藏储层特点的基础上,将水平井钻井、完井和分段压裂结合起来,提出以“高效压裂改造”为核心的一体化设计理念,形成了致密油藏水平井一体化开发技术,提高了顺9井区致密油藏开发效果。

1 油藏开发难点

顺9井区储层埋深5 650.00 m,温度达125℃;储层孔隙度6.2%,有效渗透率0.03 mD,物性较差;水体发育,存在砂泥岩薄互层。

顺9井区主要存在以下开发难点:1)志留系柯坪塔格组地层泥岩夹层发育,易坍塌,井眼扩径严重,安全钻井难度大;2)储层具有温度及破裂压力高的特点,对分段完井管柱耐温、耐压的要求高;3)志留系储层孔喉半径平均1.79 μm,黏土矿物平均含量8.61%,具有强水敏性,对压裂液低伤害性能要求高;4)储层致密、非均质性强,确定分段原则及分段改造参数的难度大;5)井区水体发育,油水层相距9.5 m,隔层条件差,缝高控制难度大。

2 水平井一体化开发技术

针对顺9井区致密油藏储层特征及开发难点,提出以“高效压裂改造”为核心,将钻井、完井、压裂由常规的接力式设计转变为一体优化设计,具体技术思路为:1)钻井施工由设计时追求缩短钻井周期、准确中靶转变为注重完井及压裂改造需求,控制井眼轨迹和井径变化;2)完井方面充分考虑不同完井方式对分段压裂效果的影响,采用裸眼封隔器+滑套完井方式,既能保障分段压裂成功率,又能降低施工风险和作业成本;3)采用低伤害压裂液降低对储层的伤害,采用常规压裂+人工隔层控缝高技术避免沟通底水。

2.1 钻井优化技术

2.1.1 水平井井眼轨迹控制

由测井横波速度各向异性分析结果得知,顺9

井区最大水平主应力方向约为45°,为便于压裂形成垂直缝,提高水平井压裂后的泄油面积,设计人工压裂裂缝与井眼轨迹正交。井筒方位角设计为137.7°(与最大水平主应力方向夹角92.7°),采用旋转地质导向技术控制井眼轨迹^[3]。旋转地质导向技术具有摩阻较小、机械钻速高于常规复合钻井和井眼轨迹控制效果好等优点。

2.1.2 井径扩大率控制

针对顺9井区志留系柯坪塔格组地层泥岩夹层发育、易坍塌、井眼扩径严重和不利于分段完井工具坐封的问题,采用抗高温、抗盐钙侵、利于井壁稳定和对油气层损害程度小的油基钻井液,既能缩短钻井周期,又能保证水平段井径规则,确保分段完井工具成功坐封。例如,顺902H井四开钻进5 770.00~5 775.00 m井段时上提挂卡,多次进行冲洗划眼,在5 782.00~5 700.00 m井段分段反复划眼,划眼效果不明显,进而划眼困难,憋泵严重,采用水基钻井液无法继续钻进,改用油基钻井液后顺利完钻。顺902H井水基钻井液施工井段井径扩大率94%,油基钻井液施工井段平均井径扩大率仅为2.45%。

顺902H井油基钻井液基本配方为白油+6.0%有机膨润土+6.0%主乳化剂+5.0%辅乳化剂+3.5%润湿剂+6.0%油基降滤失剂+4.0%随钻封堵剂+2.0%石灰+3.0%超细碳酸钙+重晶石。

2.2 分段完井技术优化

针对顺9井区致密储层埋藏深、温度高、破裂压力高、井眼尺寸小和井径扩大率大等特点,在调研对比国内外水平井分段完井技术的基础上^[5],选用裸眼封隔器+滑套分段完井技术,一次下入多个裸眼封隔器,通过投球打开各级滑套完成分段压裂施工。该技术具有分段级数多、施工安全性高及作业周期短等优点^[4]。

2.2.1 悬挂封隔器优选

悬挂封隔器需满足坐封悬挂可靠、丢手顺利等要求^[5]。顺9井区采用投球加压丢手方式,以确保工具的可靠性。悬挂封隔器回接密封总成受力分析结果表明:极限条件下,尾管密封胶筒的位移为5.34 m,小于最大位移6.00 m的要求,压裂管柱应力为安全极限的67.54%,满足分段压裂改造管柱安全要求。

2.2.2 裸眼封隔器优选

顺9井区储层地层温度125℃;预计砂堵时井

底压力 138 MPa,地层压力 72 MPa,封隔器承受压差 66 MPa;井径扩大率为 11%。为保证工具安全下入及有效坐封,选用耐温 130 ℃、耐压差 70 MPa、满足 152.4 mm 井径要求的裸眼封隔器。该裸眼封隔器具有长度短、通过性强、内径大和施工砂堵概率低等优点^[6]。其在现场应用 2 井次 14 井段均取得成功。

2.2.3 滑套优选

滑套通径越大,节流效应越小。选取滑套时以井口能投入的最大尺寸的投球对应的滑套作为第一级滑套,其后按级差逐级减小。顺 9 井区采用井口最大能投入与 $\phi 76.2$ mm 滑套对应的压裂球,设计级差 3.81 mm,最小滑套通径 57.1 mm。现场施工累计分段 14 级,全部成功打开。

2.2.4 封隔器和压裂端口位置选择

综合考虑地质需求、井径变化情况及井眼轨迹等因素选择裸眼封隔器坐封位置。选择在物性差、周围 10 m 成像测井无裂缝发育、井径规则且与裸眼封隔器外径相当的位置坐封裸眼封隔器。

选择压裂端口位置时,需要在分析测井资料的基础上,根据计算得到的地应力剖面,优先选择测录井解释有利、成像测井解释储层相对发育和地应力较低的位置,便于人工裂缝起裂,降低施工难度。

2.3 分段压裂技术优化

针对顺 9 井区储层致密易受到污染、水敏较强和缝高控制难度大等问题,研究形成了低伤害压裂液、裂缝参数优化技术和缝高控制技术。

2.3.1 低伤害压裂液配方

针对顺 9 井区孔喉半径小、强水敏的储层特征,采用降低胍胶浓度、优选黏土稳定剂和表面活性助排剂、根据地层温度差异化设计破胶剂加量及加入时机等方法,优化形成了残渣含量低、破胶彻底、防膨效果好的耐温 130 ℃的低伤害压裂液配方,室内测试其渗透率伤害率为 8.85%。

为降低压裂液残渣含量、减少外来流体对储层的伤害,该压裂液采用精细处理的胍胶,将胍胶加量降至 0.36% (常规压裂液胍胶加量 0.50%),90 ℃即破胶,破胶后液体黏度 9 mPa·s,残渣含量 589 mg/L,水不溶物 0.24%,满足顺 9 井区致密油藏分段压裂改造要求。

为降低水锁伤害,提高压裂液返排率,控制黏土膨胀和运移,选用与 2% KCl 溶液接触角达 81.6°的防水锁助排剂,有效提高压裂液返排率;添加长效黏土稳定剂,通过中和黏土表面电荷与聚合物链架桥 2 种机理的综合作用,长期稳固运移性黏土。

顺 9-1H 井采用的压裂液配方为 0.36% 胍胶+2.00% KCl+0.20% 黏土稳定剂+0.20% 表面活性剂+0.20% 破乳剂+其他添加剂。

2.3.2 裂缝参数优化技术

采用 Eclipse 油藏数值模拟软件进行油藏模拟,根据生产历史进行拟合,并对油藏模型进行修正,继而进行压裂优化设计。油藏模型相关参数:储层有效渗透率 0.03 mD,水平段长度 675 m,孔隙度 6.2%,含油饱和度 47.5%。

1) 压裂段数优化。模拟结果表明,3 年累计产油量随压裂段数增多而增大,增加幅度随压裂段数增加而下降,大于 7 段后,压裂段数对累计产油量的影响率低于 2% (见图 1),因此,建议压裂段数选择 6~7 段。

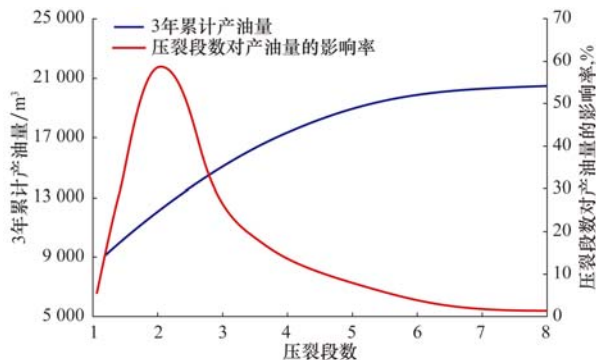


图 1 不同压裂段数下的累计产油量

Fig. 1 Oil production at different fracturing stages

2) 裂缝半长优化。对于超低渗透油藏,增加裂缝半长可有效提高单井泄油面积,提高储层改造效果^[7]。以 3 年累计产油量为目标,优化裂缝半长为 160~180 m,当裂缝半长大于 180 m 后,累计产油量的变化率低于 1% (见图 2)。

3) 裂缝导流能力优化。由于低渗油藏对人工裂缝导流能力要求不高^[8],于是将导流能力优化为 180~200 mD·m (见图 3)。

2.3.3 缝高控制技术

顺 9 井区目的层的下部应力差 2.1~6.6 MPa,隔层薄(顺 903 井油层距水层仅 9.5 m),且连续性

差,需要防止缝高向下过度延伸(小于 30 m),主要采用优化压裂液黏度、控制施工排量和规模、人工隔层技术控制裂缝高度。

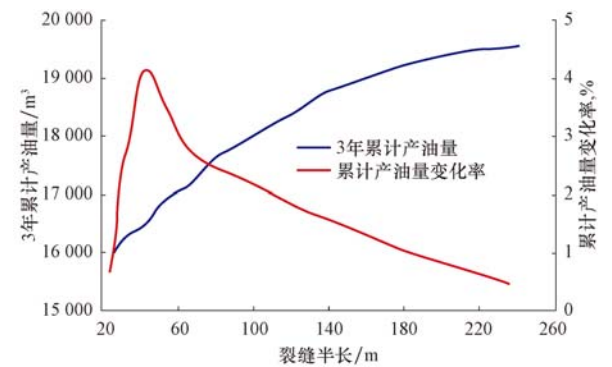


图 2 不同裂缝半长下的累计产油量

Fig. 2 Cumulative oil production under different fracture half-lengths

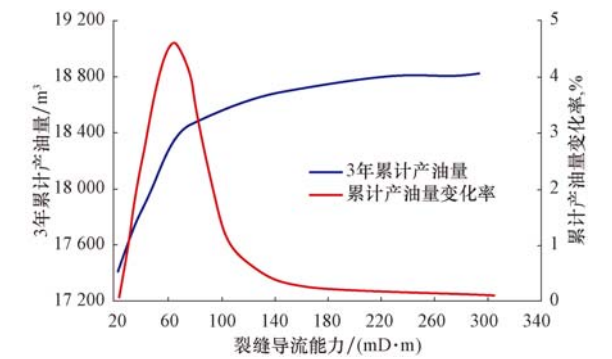


图 3 不同裂缝导流能力下的累计产油量

Fig. 3 Cumulative oil production under different fracture conductivities

1) 压裂液黏度优化。裂缝高度随压裂液黏度增大而增大,尤其是高黏度的压裂液使缝高大幅扩展^[9]。通过模拟不同黏度压裂液的裂缝高度扩展情况,优选前置液黏度为 70~90 mPa·s。

2) 施工排量优化。施工排量越高,裂缝高度越大,结合井区控缝高及携砂要求,推荐施工排量 4.5~5.0 m³/min(见图 4)。

3) 加砂量优化。模拟结果表明,加砂量 159 m³时,初期日产油量最高(见图 5),但是加砂量大,净压力也大。顺 9 井区要求控制净压力小于 6 MPa,因此,控制加砂量小于 70 m³(见图 6)。

4) 人工隔层控缝高技术。在前置液中加入下沉剂,增大储层与隔层的应力差,控制裂缝高度向下过度延伸^[10]。根据下沉剂的渗透率及下沉速度的评价结果,以 100 目石英砂为下沉剂,采用段塞方式加入,100 目石英砂的质量分数为 7%,缝高与不加下沉剂相比可降低 2~3 m。

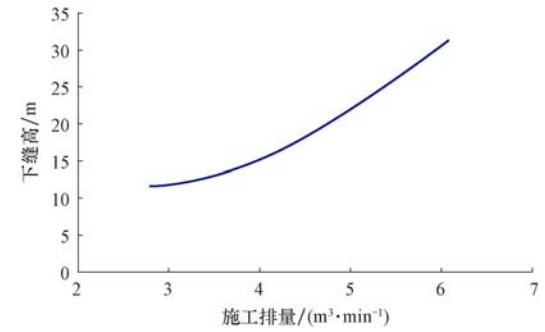


图 4 缝高与施工排量的关系

Fig. 4 Relationship between flow rate of fracturing fluid and fracture height

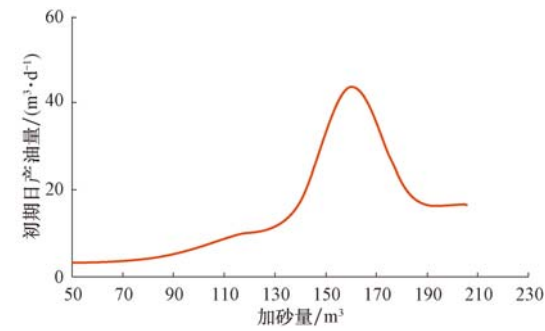


图 5 初始产量与加砂量的关系

Fig. 5 Relationship between sand added in the treatment and initial productivity

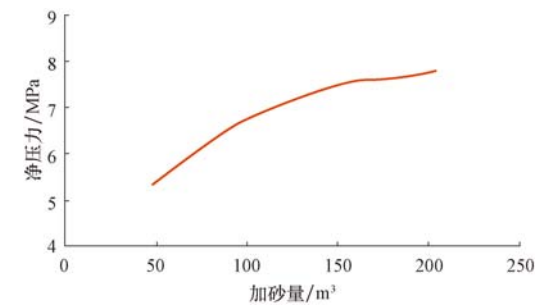


图 6 净压力与加砂量的关系

Fig. 6 Relationship between sand added in the treatment and net pressure

3 现场试验

顺 9 井区成功实施了 2 井次 14 段水平井分段压裂改造,最大级数 7 级,最大液量 3 574.8 m³,最大加砂量 287.7 m³,最高砂比 33.5%(见表 1)。

顺 9CH 井垂深 5 579.17 m,孔隙度 4.2%~7.9%,渗透率 0.3~2.8 mD,含油饱和度 36%~52%,储层厚度 12.0 m,下部距底水 20.0 m。该井分 7 段压裂,压裂总液量 3 574.8 m³,最高施工压力 83 MPa,

最大施工排量 $5.1 \text{ m}^3/\text{min}$, 总加砂量 293.3 m^3 , 最高加砂浓度 $583 \text{ kg}/\text{m}^3$ (见表 2)。压裂后产液量 $21.9 \text{ m}^3/\text{d}$,

产油量 $11.6 \text{ t}/\text{d}$, 较顺 9 井 (直井) 增产 4 倍, 为顺 9 井区致密油藏高效开发提供了技术支撑。

表 1 顺 9 井区水平井分段压裂总体情况

Table 1 Overall situation of horizontal well staged fracturing in Shun9 Well Block

井号	压裂井段/m	级数	单段长/m	总液量/ m^3	前置液, 比例, %	30/50 目陶粒/ m^3	最高砂比, %	平均砂比, %	排量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1})$
顺 9CH	5 578.69~6 444.00	7	110	3 574.8	43.2	287.7	33.5	17.1	5.0
顺 9-1H	5 922.00~6 530.00	7	112	3 128.0	57.7	239.2	32.1	18.8	4.1

表 2 顺 9CH 井分段压裂施工参数

Table 2 Operation data of Well Shun 9CH staged fracturing

压裂段	井段/m	施工液量/ m^3	泵压/MPa	施工排量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1})$	加砂浓度/ $(\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$
1	6 331.00~6 444.00	452.8	54.2~83.0	4.9~5.1	120~580
2	6 260.00~6 331.00	514.8	51.9~61.4	4.5~5.0	120~510
3	6 180.00~6 260.00	626.9	51.7~61.0	4.9~5.0	120~535
4	6 090.00~6 180.00	567.9	50.7~56.6	4.9~5.0	188~501
5	5 970.00~6 090.00	610.8	50.0~54.7	5.0~5.1	120~576
6	5 860.00~5 970.00	589.2	47.3~54.7	4.9~5.1	117~583
7	5 775.00~5 860.00	212.4	48.8~54.3	4.3~4.5	180~520

4 认识及建议

1) 为了提高顺 9 井区致密油藏高效经济开发效果, 提出以“高效压裂改造”为核心的水平井一体化设计理念, 将钻井设计优化、完井设计优化和分段压裂优化等环节紧密结合, 大幅提高了顺 9 致密油藏水平井开发效果。

2) 顺 9CH 井和顺 9-1H 井分段压裂压后均取得显著增产效果, 表明水平井井眼轨迹控制技术、分段完井优化技术、低伤害压裂液、分段压裂优化技术和小跨度缝高控制技术能满足顺 9 井区致密油藏水平井高效开发需求, 为该区储量有效动用提供了技术支持。

3) 虽然裸眼封隔器+滑套分段完井工艺在顺 9 井区致密油藏水平井压裂取得成功, 但仍存在生产后期见水后无法选择性堵水、施工过程中砂堵处理手段单一、无法开展重复压裂等一系列难题。建议继续开展深井可开关滑套技术攻关, 便于生产后期控制含水升高。

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] 王鹏, 盛利民, 窦修荣, 等. 国外旋转导向最新技术进展与发展趋势[J]. 钻采工艺, 2013, 36(6): 33-35.

Wang Peng, Sheng Limin, Dou Xiurong, et al. Newest development and tendency of foreign rotary steerable systems[J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36(6): 33-35.

[4] 秦金立, 陈作, 杨同玉, 等. 鄂尔多斯盆地水平井多级滑套分段压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(1): 7-12.

Qin Jinli, Chen Zuo, Yang Tongyu, et al. Technology of staged fracturing with multi-stage sleeves for horizontal wells in the Ordos Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(1): 7-12.

[5] 朱和明, 魏辽, 张亚洲, 等. 插管封隔悬挂器在镇泾油田分段压裂中的应用[J]. 石油机械, 2013, 41(6): 81-84.

Zhu Heming, Wei Liao, Zhang Yazhou, et al. Application of bayonet-tube packer hanger in staged fracture[J]. China Petroleum Machinery, 2013, 41(6): 81-84.

[6] 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.

[7] 曾凡辉, 郭建春, 刘恒, 等. 致密砂岩气藏水平井分段压裂优化设计与应用[J]. 石油学报, 2013, 34(5): 959-968.

Zeng Fanhui, Guo Jianchun, Liu Heng, et al. Optimization design and application of horizontal well staged fracturing in tight gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(5): 959-968.

[8] 蒲春生, 陈庆栋, 吴飞鹏, 等. 致密砂岩油藏水平井分段压裂布缝与参数优化[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(6): 74-78.

Pu Chunsheng, Chen Qingdong, Wu Feipeng, et al. Staged fracturing pattern and parameter optimization of horizontal wells in tight sandstone oil reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(6): 74-78.

[9] 张烨, 杨胜来, 赵兵. 塔中油田顺 9 井区超深超低渗水平井分段压裂技术[J]. 特种油气藏, 2013, 20(4): 134-137.

Zhang Ye, Yang Shenglai, Zhao Bing. Staged fracturing for ultra-deep and ultra-low permeability horizontal wells in Shun-9 Well-Block[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(4): 134-137.

[10] 王洋, 袁清芸, 张烨, 等. 塔河油田 3 区水平井控缝高技术[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(6): 95-98.

Wang Yang, Yuan Qingyun, Zhang Ye, et al. Controlling technique of the fracture height for the horizontal well in Block 3 of Tahe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2013, 32(6): 95-98.

[编辑 滕春鸣]