

四川盆地川西坳陷新场气田须家河组储层工程地质特征及增产实践

朱化蜀¹, 刘林¹, 黄志文², 范鑫², 张金才³

(1. 中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院, 四川德阳 618000;

2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083;

3. 中国石化休斯敦研究开发中心, 美国休斯敦 TX77056)

摘要:储层增产技术是川西深层致密砂岩气藏开发的关键技术。川西坳陷新场气田须家河组二段为典型的深层致密砂岩气藏,具有储层致密、最小主应力与垂向应力接近的走滑断层应力状态以及储层裂缝发育等特点,前期储层改造效果不明显。针对须家河组储层开展了工程地质特征评价和前期压裂效果分析,在储层岩相、岩石学、物性和裂缝等特征研究基础上,将储层分为3大类地质工程甜点类型。其中断缝体型甜点可通过氮气钻井、小规模试油和酸化建产,层理缝型甜点可通过近井深度解堵及复合改造工艺建产,孔隙型甜点需要通过超高压大规模体积压裂工艺实现建产。X8-2井主要钻遇断缝体型储层,通过氮气钻井测试获得稳定无阻流量达 $53 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,而钻遇孔隙型甜点储层的XS101井可通过大规模体积压裂获得稳定产量($15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)。这些井的实践成功为川西坳陷须家河组天然气资源的有效动用提供了经济可行的增产技术对策。

关键词:储层改造;氮气钻井;储层增产;气藏开发;致密砂岩气藏;须家河组;新场气田;川西坳陷

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Reservoir engineering geological characteristics and stimulation in Xujiahe Formation, Xinchang gas field, Western Sichuan Depression, Sichuan Basin

Zhu Huashu¹, Liu Lin¹, Huang Zhiwen², Fan Xin², Zhang Jincai³

(1. Petroleum Engineering Technology Research Institute of Southwest Petroleum Branch, SINOPEC, Deyang, Sichuan 618000, China;

2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;

3. Sinopec Tech Houston, Houston, Texas 77056, USA)

Abstract: Reservoir stimulation is a key technology to develop the tight gas reservoir in the Western Sichuan Basin. The second member of the Xujiahe Formation (hereinafter referred to as Tx²), a typical deep tight formation, is characterized by tightness, strike-slip fault stress state with minor principal stress close to vertical stress, and well-developed fractures within, and the effect of reservoir simulation is quite limited at the early stages. The engineering geological evaluation and analysis of the previous hydraulic fracturing operation in the Xujiahe Formation are carried out, and three types of "double sweet spots" (namely, the sweet spot both geologically and geomechanically) are determined based on lithofacies, petrology, physical properties and natural fractures. Among others, the fault-fracture type could be developed by nitrogen drilling, small-scale fracturing and acidizing; the bedding-parallel fracture type could be developed by the near-wellbore deep plugging removing and integrated stimulation technique; and the pore type needs to be fractured by volume fracturing under ultra-high pressure. In practice, Well X8-2 encountering fault-fracture type sweet spot achieves a steady open flow rate of $53 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ through nitrogen drilling, and Well XS101 encountering pore type sweet spots achieves a steady production rate of $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ through large-scale volume fracturing. The success of Wells X8-2 and SX101 shows that these technologies are effective in stimulation of the tight gas reservoirs, thus being applicable for the effective development of natural gas resources in the Xujiahe Formation, Western Sichuan Depression.

收稿日期:2021-07-13;修订日期:2021-07-26。

第一作者简介:朱化蜀(1977—),男,高级工程师,钻井设计。E-mail: xiaozhuly@163.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05022-005)。

Key words: reservoir stimulation, nitrogen drilling, reservoir stimulation, gas reservoir development, tight sandstone reservoir, Xujiahe Formation, Xinchang gas field, Western Sichuan Depression

四川盆地上三叠统须家河组深层致密砂岩气藏资源量较丰富,是中国石化近几年的重点勘探和开发领域^[1]。川西坳陷新场气田须家河组二段(须二段)致密砂岩气藏地质条件复杂^[2],气藏整体埋藏深度大于4 500 m,须二段储层厚度介于80~230 m,温度在110~130 ℃,压力系数为1.6~1.7,储层基质致密,平均孔隙度小于5%,渗透率为 $(0.001 \sim 0.100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。本区域古今地应力强,构造复杂多样,发育多期次、多级断裂,断层和裂缝发育且非均质性强,储层的气-水关系复杂,这些问题国内外罕见,为该气田的有效开发带来一系列世界级难题。

自20世纪80年代开始,新场气田须二段气藏经历了多轮开发攻关试验,但开发有效井比例低、储量动用率低^[3]。开发实践表明,该气藏属于致密、水敏性、低渗气藏,储层存在水敏和弱酸敏,常规完井方法易发生储层伤害^[4-5],后期无法得到有效解除,单井测试及投产的工程、工艺技术是须家河组难动用储量有效开发的技术瓶颈之一。针对须家河组难动用储量的开发,在储层改造工艺方面开展了有益的探索和实践,采用加砂压裂、酸化、加重酸化、清水试破、大规模体积压裂和高能气体压裂等多项改造工艺。其中,中国石化西南分公司在新场气田L150井、X11井和XS1井的须二段储层分别通过清水试破、超高压压裂获得成功,实现工艺试验性突破,但并未形成主导的单井增产工艺。整体来看,压裂过程中的破裂压力异常、施工压力高、施工参数控制难度大、裂缝形态不明确及压后效果不理想的主要问题仍未有效解决,是实现须家河组气藏高效勘探和有效开发的关键技术瓶颈。

1 须二段储层工程地质特征

新场气田须二段致密砂岩气藏的成藏过程受印支—燕山期、燕山期和喜马拉雅期等3期主要构造运动的控制和影响^[6]。在主成藏期的古构造演化过程控制了天然气成藏的富集范围^[7],成藏期后的持续差异致密导致储层物性整体变差,呈现出较异常的岩石力学特性。喜马拉雅运动使得须家河组气藏处于高构造应力区,储层地应力值异常高,呈现出走滑断层或逆断层的应力状态^[8-9],储层中的沉积层理缝和高角度裂缝呈开启状态。

1.1 岩石强度大,不同岩相岩石力学参数存在差异

岩心超致密导致岩石抗压强度极高,新场构造须二段气藏岩石密度较大(平均为 2.56 g/cm^3),室内岩石力学实验结果表明储层岩石抗张强度大(5~7 MPa),单轴抗压强度达到40~110 MPa,三轴抗压强度达到200~500 MPa。随着岩石孔隙度降低和密度增加,岩石抗压强度增加(图1)。岩心基质平均内聚力为17.4 MPa,内摩擦角为 45.3° 。

针对不同岩相的岩心开展的三轴压缩实验表明,块状中—粗砂岩弹性模量和泊松比均较低,而斜层理细砂岩和钙质胶结中—粗砂岩弹性模量较高(图2)。实验结果表明岩石物性越好,岩石强度和弹性参数越低,越有利于压裂改造。

1.2 储层地应力高,整体处于走滑应力状态

造成新场构造须二段气藏储层地应力大的主要原因是川西坳陷地处龙门山挤压活动作用的现今构造背

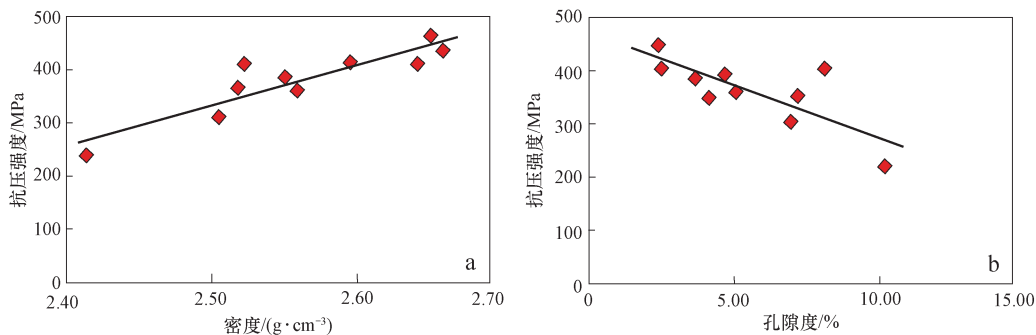


图1 川西坳陷新场气田须二段岩心三轴条件下抗压强度与岩石密度(a)和孔隙度关系(b)(40 MPa围压)

ig.1 Compressive strength vs. density (a) and porosity (b) of Tx² under the triaxial compression test in Western Sichuan Depression (with a confining pressure of 40 MPa)

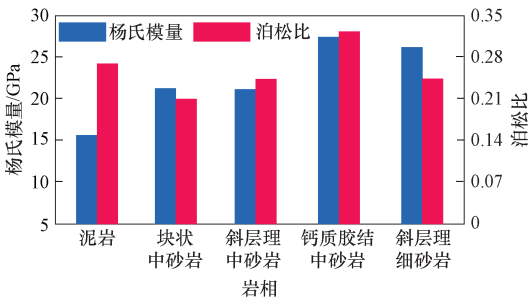


图 2 川西坳陷新场气田须二段不同岩相弹性参数对比柱状图 (40 MPa 围压)

Fig. 2 Comparative column of elastic parameters of diverse lithology in Tx², Xinchang gas field, Western Sichuan Depression (with a confining pressure of 40 MPa)

景下,推覆作用使得地层存在异常大的构造应力,导致地层孔隙压力处于超压状态^[10]。

综合小型测试压裂分析、应力多边形分析和差应变实验评价方法,得到了须家河组孔隙压力和三向地应力剖面^[11-12],如图 3 所示。须二段地层压力系数为 1.40~1.71,水平最小主应力梯度为 20~22 MPa/km,水平最大主应力梯度为 30~32 MPa/km;须四段地层压力系数为 1.7~2.0,水平最小主应力梯度为 22~25 MPa/km,水平最大主应力梯度为 32~34 MPa/km。水平最小主应力小于或接近垂向应力,因此,川西坳陷须家河组地应力状态位于逆断层到走滑断层应力状态的过渡区。异常高的储层构造应力也直接导致了高破裂压力和压裂施工压力^[13]。

1.3 低角度层理缝普遍发育,高角度构造裂缝局部发育

统计分析了新场地区 12 口井、304 m 须二段 [Tx²⁽²⁾—Tx²⁽⁷⁾] 岩心裂缝发育情况,共识别出裂缝

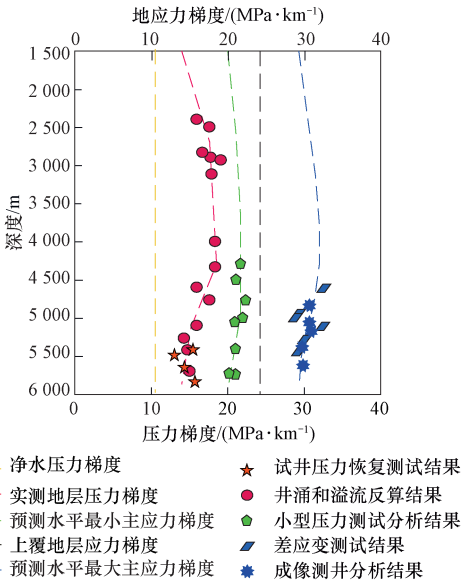


图 3 基于测试压裂、应力多边形和差应变分析方法得到的川西坳陷新场气田须家河组应力剖面

Fig. 3 Stress section of Tx², Xinchang gas field, Western Sichuan Depression, by means of mini-fracturing, stress polygon and core differential strain test

3 004 条。按照最新的裂缝类型划分标准 (SY/T6110—2016),可将本区须二段裂缝划分为平缝、低角度斜缝、斜缝、高角度斜缝和立缝 5 种类型,其中平缝最为发育,约占总裂缝条数的 69%,其次为低角度斜缝和斜缝,两者分别占 18% 和 11%,而高角度斜缝和立缝相对不发育,两者之和占比不到 3%。裂缝纵向广泛分布,如 X10 井岩心柱状图及岩心照片 (图 4)。

根据室内直剪实验测试结果,得到了千层饼状层理面的内聚力为 2.58 MPa,内摩擦系数为 0.97。由于未获得含完全张开型层理缝岩心,因此层理缝内聚力和内摩擦角未能确定^[14]。一般而言,弱胶结天然裂缝面的

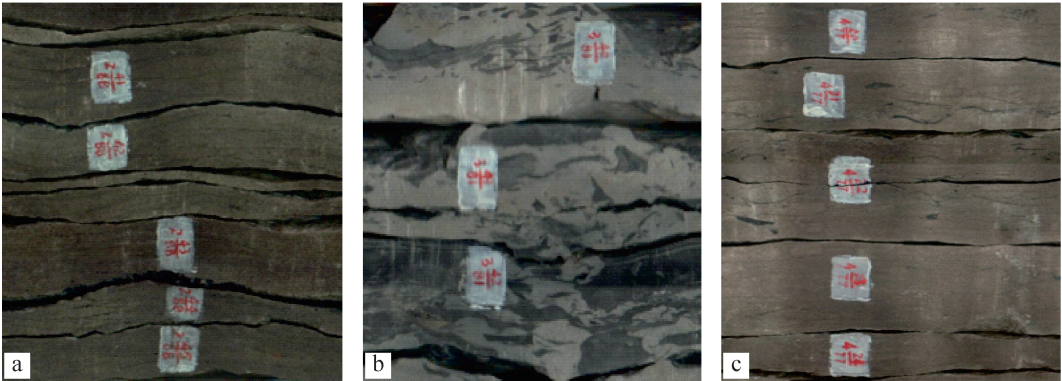


图 4 川西坳陷新场气田新 10 井岩心照片

Fig. 4 Photographs showing the cores from Well X10, Xinchang gas field, Western Sichuan Depression
a. 平行层理发育粗粒石英砂岩,埋深 4 882.56 ~ 4 882.67 m; b. 含碳屑细粒泥岩,埋深 4 923.05 ~ 4 923.13 m;
c. 平行层理发育中粒砂岩,埋深 4 882.56 ~ 4 882.67 m

内聚力介于0.1~1.0 MPa,内摩擦系数介于0.1~0.7。

1.4 储层物性差、水锁严重,裂缝呈开启状态、易受钻井液污染

须家河组属于低渗致密气藏,岩石矿物组成包括石英、长石、方解石和粘土,主要以石英为主。粘土矿物类型以绿泥石和伊利石较为常见,含有少量的伊蒙混层,赋存状态主要为薄膜衬垫或充填孔隙^[15]。高压压汞实验结果表明,须二段岩心基质以微孔-微喉、小孔-微喉为主,喉道半径介于0.021~0.062 mm,水锁伤害较严重,且伤害不可逆。水平缝在地下的开度为0.15~0.20 mm,须家河组加重钻井液固相颗粒粒径中值仅有1.51 mm。储层水锁效应普遍存在,储层越致密,孔喉半径越小,水锁伤害越严重^[13]。

2 储层改造主要技术难点

分析了中国石化西南油气分公司近20年在新场气田须二段气藏开展的14井、25层、34次的储层改造施工,其中试破10层次,酸化改造17层次,加砂压裂7层次。统计结果表明压裂设计和施工过程中主要体现出以下4项技术难点。

2.1 孔隙型储层岩石致密,破裂压力和施工压力高

根据前期测试压裂、主压裂的施工数据统计,新场气田须二段段破压梯度很高,为23~28 MPa/km,停泵压力梯度为21~32 MPa/km,施工压力介于85~123 MPa。破裂压力和施工压力高的主要原因是储层埋深大(4 500~5 500 m),造成施工过程中摩阻高达40~50 MPa。实验测试显示,储层岩石杨氏模量高(平均为29.51 GPa)、抗张强度大(8~10 MPa)、抗压强度高(300~500 MPa)导致了施工破裂压力高。根

据成像测井资料反映的诱导裂缝、井径崩落情况、水力压裂及声发射岩心实验等方法判断,新场气田须二段段储层现今水平最大主应力(160 MPa) > 垂向应力(120 MPa) > 水平最小主应力(110 MPa)。另外,本区地层压力系数高、钻井泥浆污染等均会导致储层岩石破裂压力增加。较高的破裂压力和施工压力对压裂施工管柱、压裂地面设备和井下压裂工具提出了挑战。由于施工压力高,施工排量无法得到保障,裂缝动态缝宽较窄而造成施工过程中砂比低,影响了压裂施工的工艺成功率和压后效果。另外,储层的裂缝延伸压力很高,从而限制了裂缝的扩展与延伸,导致储层改造体积较小。

2.2 裂缝型储层滤失量大,施工排量低、施工砂比低

新场气田须二段储层裂缝可分为在构造作用形成的高角度构造裂缝,以及在水平构造应力作用下呈张开状态的层理缝。裂缝发育段,特别是水平层理缝发育段在压裂过程中滤失系数高,滤失量较大,造成单缝中的进液量有限,净压力低,储层对砂比敏感,形成“易进液、难进砂”的特点。前期5口井加砂过程中,有3口井发生过砂堵,而最高砂浓度仅467 kg/m³,反映出储层吃砂能力较弱。以X209井在须二段进行的加砂压裂施工为例(图5),该井段在2砂组入地总液量为399.27 m³,施工压力为91~97 MPa,施工排量为2.0~2.3 m³/min,施工过程中加砂困难,入地总砂量仅为2 m³。

2.3 储层构造应力大、层理缝发育,裂缝纵向延伸难度大

基于对川西坳陷新场气田18口井地应力参数计算结果分析得出,须二段优质储层的最小水平主应力梯度较高,储层剖面上最小水平主应力差值在83~129 MPa,层间应力差异大,裂缝纵向延伸受水平应力遮挡作用明显。同时,考虑到砂岩储层中普遍发育的

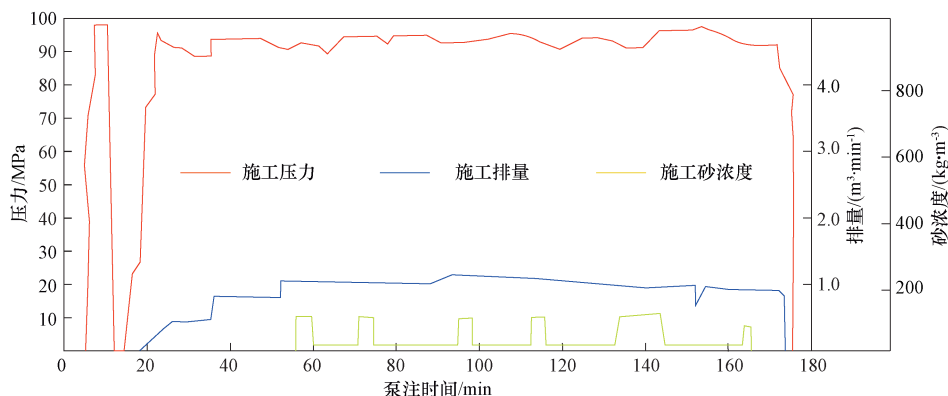


图5 川西坳陷新场地区新209井须二段Tx²⁽²⁾加砂压裂施工曲线

Fig. 5 Sanding fracturing curve of the Tx²⁽²⁾ in Well X209, Xinchang gas field, Western Sichuan Depression

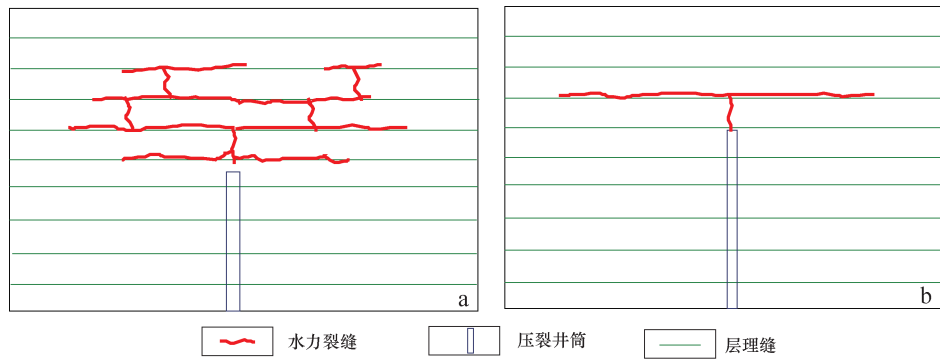


图6 川西坳陷新场气田须家河组压后裂缝形态示意图

Fig. 6 Schematic diagram showing the hydraulic fracture geometry of the Xujiache Formation, Xinchang gas field, Western Sichuan Depression
a. 工型缝; b. T型缝

水平层理缝和低角度天然裂缝对裂缝延伸的控制作用,故推断须家河组砂岩储层压裂施工过程中裂缝纵向延伸难度大,压后的裂缝极易形成“T型缝”或“工型缝”(图6)。中国石油在川西坳陷须家河组某井压裂过程中应用示踪剂开展近井缝高监测^[14],监测结果表明由于该地区特殊的构造应力状态和层理缝发育,压后裂缝平均缝高为3.5 m。

2.4 储层气-水关系复杂,压裂规模优化难度大

前期川西坳陷须家河组流体动力学过程与气-水分布规律研究表明,新场气田须二段气藏致密砂岩储层孔隙连通差,含气/水饱和度差异大,没有统一的气-水界面,气-水关系复杂。水层主要分布在构造两翼低部位,局部高部位也有分布,新场气田须家河组地层水以同层水层内侧向径流为主,局部由于断裂沟通作用,纵向上有其他层系地层水沿断裂跨层混入。对于孔隙型甜点,一方面需要通过加大压裂规模增加改造体积,扩大泄气面积,另一方面又要合理地控制人工裂缝的延伸范围,避免人工裂缝沟通水层,压裂规模设计优化难度较大。

综上所述可知,目前新场气田须二段气藏提高产气量的储层改造工艺技术尚未成熟,单一模式的储层改造工艺无法解放须家河组的储量,需要根据不同储层甜点类型,采取针对性的储层改造工艺措施^[15]。刘忠群等人对新场气田须二段甜点进行了分类,提出了气藏甜点的定义和评价标准^[16],同时将新场气田须二段气藏甜点分为断褶裂缝体甜点、基质储渗体-层理缝型甜点和基质储渗体-孔隙型甜点等3类。

3 氮气钻、完井增产技术实践

氮气钻、完井技术可以有效保护储层^[17-18],对储

层“零”伤害,“零”污染,作为须家河组主力产层一种新的增产技术对策,在X8-2井试验中获得了较好的油气显示。

3.1 地层出水影响

通过对新场气田须二段气藏测试情况及生产井分析,区域测试井中产水最低为0.3 m³/d(X853井),产水最高为360 m³/d(CX560井),平均为48 m³/d^[19]。生产井中,产水最低为0.8 m³/d(CF563井),产水最高为322 m³/d(X2井),平均为51 m³/d。选择X10井和X8井区为地质高点地层水较少区域,预测极限产水量小于3 m³/d,利用HUB软件计算地层出水后,立压将持续升高,出水1.3 m³/d后压力达到增压机极限35 MPa。

根据区域极限地层出水量计算分析(图7),地层一旦出水,泵压将快速上升,加大注气量不能实现井筒净化,若地层出水量持续增大,立压将会明显增加,影响钻井安全。

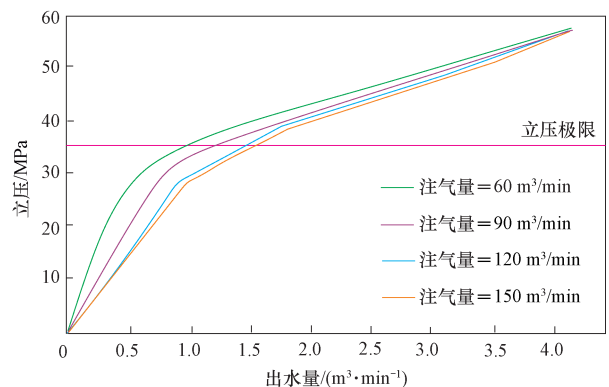


图7 新场气田地层出水量和注气量、立压变化关系

Fig. 7 Standpipe pressure vs. formation water yield under different gas injection rates in Xinchang gas field

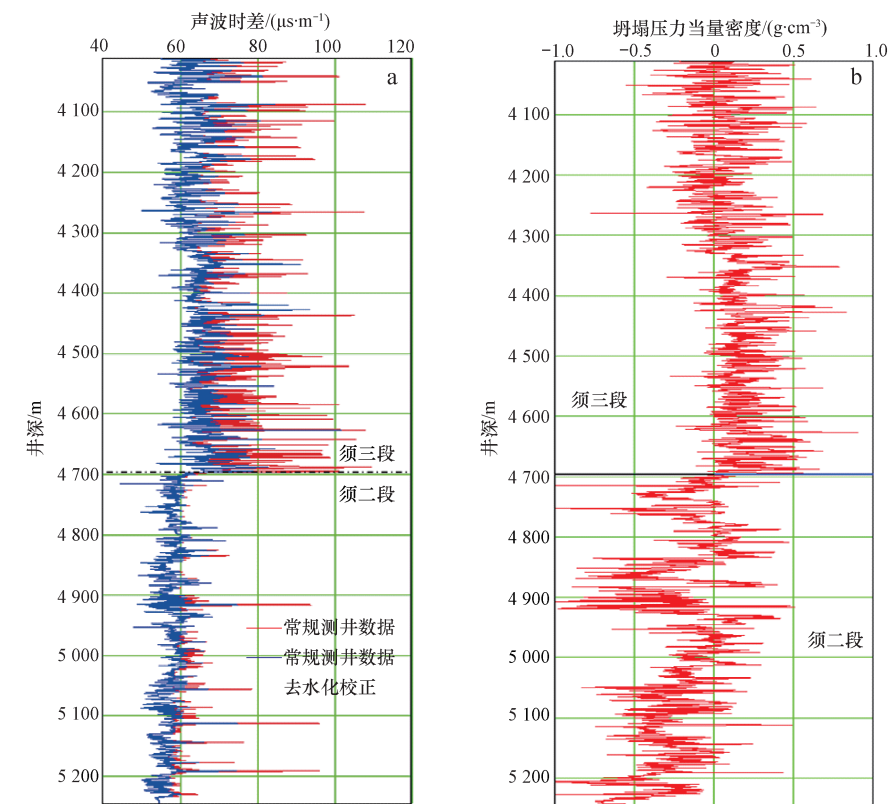


图 8 新场气田 X5 井须三段和须二段气体钻井声波时差曲线(a)和地层坍塌压力当量密度分布(b)

Fig.8 Acoustic time difference curve (a) and equivalent density distribution map of formation collapse pressure (b) for gas drilling in Well X5 in Tx² and Tx³, Xinchang gas field

3.2 氮气钻井井壁稳定性

利用建立的库伦 - 摩尔准则和破坏准则数学模型^[20],以 X5 井测井数据对氮气钻井条件下须家河组岩石稳定性进行风险评价。从图 8 可以看出,须三段和须二段声波时差起伏较大,须二段岩石力学强度整体高于须三段,井壁稳定性优于须三段。从当量密度分布图可以看出,须二段坍塌压力当量密度多数为 0 轴以左,而须三段坍塌压力当量密度整体高于须二段,由此可知,须二段气体钻井井壁稳定性好于须三段,但须二段少部分薄层坍塌压力当量密度略高于 0.5 g/cm³,氮气钻井时井壁存在掉块现象,实钻时应做好井下安全监测,及时提升注气量。

3.3 氮气钻、完井增产技术应用评价

氮气钻井后带压完井存在井控风险,在高压、高产下气体和岩屑对井口和管柱冲蚀加剧,完井方式尽可能简化,采气流程提前接入节流管线,采用钻杆应急完井方式可以实现快速完井投产。利用西南石油大学开发的随钻安全监测系统可对产量测试随钻监测和评价。从油气水预测剖面可以看出(图 9),每钻遇一段

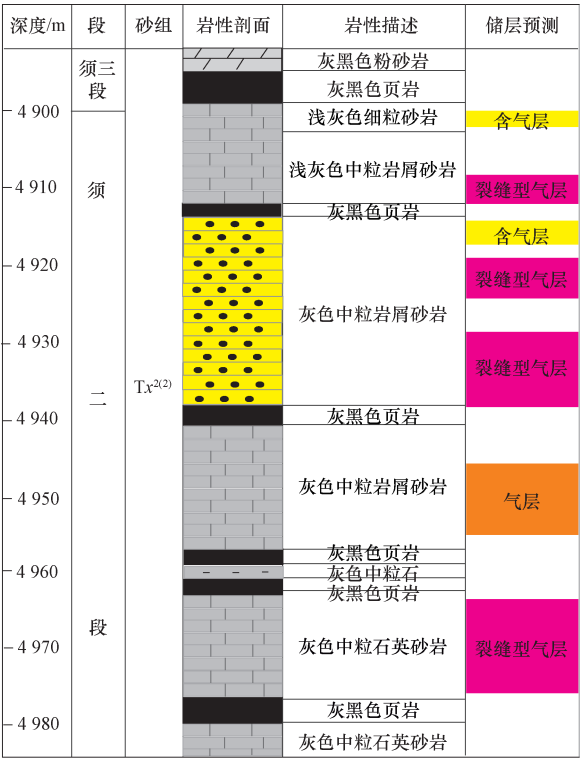


图 9 新场气田油气预测剖面

Fig.9 Composite section showing the predicted gas zones in Xinchang gas field

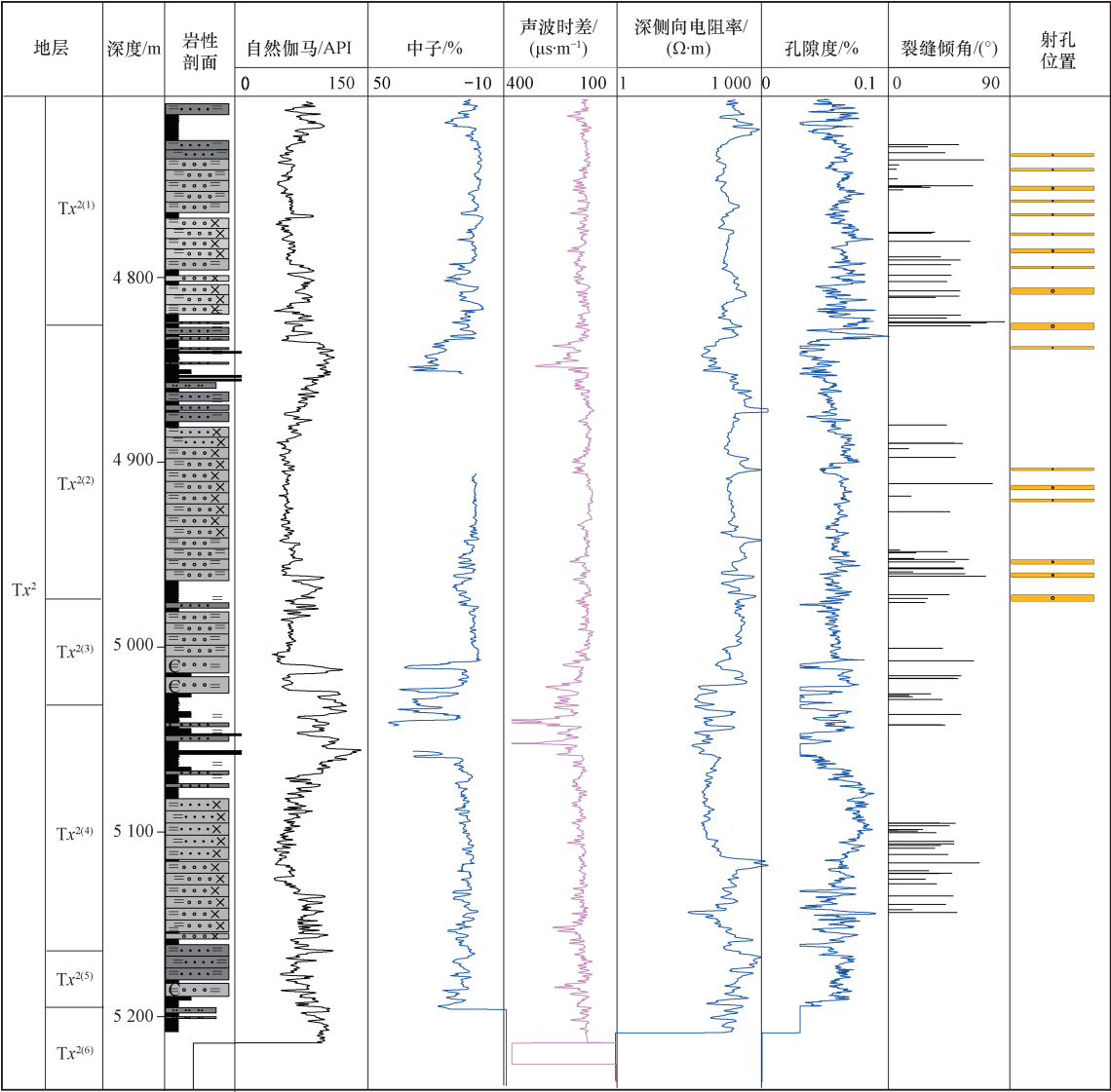


图 10 新场气田 XS101 井测试层段地层综合柱状图

Fig. 10 Stratigraphic column of the target zones in Well XS101, Xinchang gas field

裂缝型气层,天然气产量随井深逐渐增加,产量瞬时最高可达 $205.78 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,后期稳定在 $53 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

X8-2 井实现全过程氮气钻、完井增产工艺,开钻、完钻到产气 24 h 内完成,对比常规储层改造工艺,钻、完井周期缩短 10 倍以上,效率提升 15 倍以上,测、录井和钻井施工费用节约近 800 万元、节约储层改造费用约 900 万元以上,全井氮气钻、完井节约工程总费用约 1 200 万元,投资回收期较常规改造工艺缩短 50% 以上。X8-2 井产量同比相邻区域 L150 井高出 5 倍以上,经济效益十分显著,具有技术推广价值。但是,氮气钻井揭开有效储层进尺短,产量增加会伴随井壁掉块,卡钻风险较高,深部储层 $\text{Tx}^{2(4-5)}$ 还不能有效揭穿,限制产量提升,可以通过多井分层进行逐一揭穿,实现氮气安全钻井和产量最大化。

4 压裂增产技术实践

XS101 井须二上亚段天然裂缝较发育,但不发育层理缝,属于断缝型储层的第二类,测试层段综合评价柱状图如图 10 所示。针对该类储层首次尝试采用“套管注入、桥塞分段”大排量、大液量注入方式,达到疏通天然裂缝系统、充分覆盖长井段、获得较大改造体积的目的。根据地质工程双甜点评价技术优选了 $\text{Tx}^{2(5)}$ 19 簇作为改造层段,5 段共计注入压裂液 $7\,248 \text{ m}^3$,入地砂量 236 m^3 ,泵注排量 $4.3 \sim 11.6 \text{ m}^3/\text{min}$,其中须二段顶部裂缝较发育段单段加砂最高达到 102.1 m^3 ,泵注排量最高达到 $11.6 \text{ m}^3/\text{min}$ 。目前该井在油压为 45 MPa 条件下稳定产气 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,累产天然气达

$1\ 187 \times 10^4\ \text{m}^3$ 。本井压裂参数创下了川西坳陷须二段加砂压裂改造记录,分段多簇大规模改造的成功实施为须家河组产能建设提供了压裂新工艺。

5 结论

1) 新场气田须二段气藏储层具有岩石力学强度较高、储层最大水平主应力高、呈现出走滑或逆断层应力状态,以及储层层理缝普遍发育的工程地质特征。

2) 须家河储层改造的主要难点表现为:孔隙型储层致密导致破裂压力和施工压力高,层理缝发育导致裂缝纵向延伸难度大,施工排量和施工砂比低。

3) 须二段高压储层裂缝发育,整体井壁稳定性较好,通过井控装备升级和优化地面流程,能够满足氮气钻、完井增产工艺需求。实践表明,氮气钻、完井增产效果优于常规储层改造工艺,产量提升幅度在5倍以上,单井节约钻、完井综合成本约1 200万元,经济效益显著,具有推广价值。

4) 不同甜点类型储层需要不同的改造技术对策,针对性储层改造技术能够有效提高单井产能,实现不同类型储层的经济有效开发。

参 考 文 献

- [1] 杨克明,朱宏权. 川西叠覆型致密砂岩气区地质特征[J]. 石油实验地质,2013,35(1):1-8.
Yang Keming, Zhu Hongquan. Geological characteristics of superposed tight sandstone gas-bearing areas in western Sichuan [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(1): 1-8.
- [2] 金文正,汤良杰,杨克明,等. 龙门山冲断带构造特征研究主要进展及存在问题探讨[J]. 地质论评,2008,54(1):37-46.
Jin Wenzheng, Tang Liangjie, Yang Keming, et al. Progress and problem of study on characters of the Longmen mountain Thrust Belt [J]. Geological Review, 2008, 54(1): 37-46.
- [3] 郭新江,蒋祖军,胡永章. 天然气井工程地质[M]. 北京:中国石化出版社,2012:325-343.
Guo Xinjiang, Jiang Zujun, Hu Yongzhang. Engineering geology of gas well [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2012: 325-343.
- [4] 欧彪,梁大川,孙勇,等. 川西须家河组气藏水平井钻、完井液技术[J]. 广东化工,2015,42(12):47-48.
Ou Biao, Liang Dachuan, Sun Yong, et al. Study of horizontal well drill in fluid in West-Sichuan xujiahe gas reservoir [J]. Guangdong Chemical Industry, 2015, 42(12): 47-48.
- [5] 刘斌,方行,颜晋川,等. 低渗致密气藏压裂过程中伤害实验研究[J]. 断块油气田,2009,16(1):81-82.
Liu Bin, Fang Xing, Yan Jinchuan, et al. Experimental study on fracturing damage in lower permeability tight gas reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(1): 81-82.
- [6] 郭彤楼. 四川盆地北部陆相大气田形成与高产主控因素[J]. 石油勘探与开发,2013,40(2):139-149.
Guo Tonglou. Key controls on accumulation and high production of large non-marine gas fields in northern Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 139-149.
- [7] 吕文雅,苗凤彬,张本键,等. 四川盆地剑阁地区须家河组致密砾岩储层裂缝特征及对天然气产能的影响[J]. 石油与天然气地质,2020,41(3):484-491.
Lyu Wenya, Miao Fengbin, Zhang Benjian, et al. Fracture characteristics and their influence on natural gas production: A case study of the tight conglomerate reservoir in the Upper Triassic Xujiahe Formation in Jiange area, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3): 484-491.
- [8] 张世华,田军,叶素娟,等. 川西坳陷新场构造带须二段气藏成藏过程[J]. 天然气工业,2019,39(1):17-22.
Zhang Shihua, Tian Jun, Ye Sujuan, et al. Reservoir formation process of the second Member of Upper Triassic Xujiahe Fm in the Xinchang structural zone of the Western Sichuan Depression [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(1): 17-22.
- [9] 叶泰然,刘殊,张虹. 川西坳陷东西向弧形构造带与基底断坡的关系[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2018,45(3):257-267.
Ye Tairan, Liu Shu, Zhang Hong. Relationship between the basement uplift and the arc structure in the Western Sichuan Depression [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2018, 45(3): 257-267.
- [10] Zhang Jincai, Zheng Herong, Wang Guoli, et al. In-situ stresses, abnormal pore pressures and their impacts on the Triassic Xujiahe gas reservoirs in tectonically active western Sichuan basin [J]. Marine & Petroleum Geology, 2020, 122: 1-16.
- [11] 唐大海,谭秀成,王小娟,等. 四川盆地须家河组致密气藏成藏要素及有利区带评价[J]. 特种油气藏,2020,27(3):40-46.
Tang Dahai, Tan Xiucheng, Wang Xiaojuan, et al. Tight gas accumulation elements and favorable zone evaluation of Xujiahe Formation in Sichuan Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 40-46.
- [12] 牛小兵,冯胜斌,尤源,等. 致密储层体积压裂作用范围及裂缝分布模式—基于压裂后实际取心资料[J]. 石油与天然气地质,2019,40(3):669-677.
Niu Xiaobing, Feng Shengbin, You Yuan, et al. Fracture extension and distribution pattern of volume fracturing in tight reservoir: An analysis based on actual coring data after fracturing [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 669-677.
- [13] 邱登峰,云金表,刘全有,等. 不同边界条件断层端部应力集中效应及对裂缝发育的启示[J]. 石油与天然气地质,2019,40(1):205-214.
Qiu Dengfeng, Yun Jinbiao, Liu Quanyou, et al. The stress concentration effect at fault end under various boundary conditions and its implications for fracture development [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(1): 205-214.
- [14] 钟森,王兴文,慈建发. 致密砂岩气藏提高返排效果技术对策[J]. 天然气技术与经济,2016,10(5):28-31.
Zhong Sen, Wang Xingwen, Ci Jianfa. Countermeasures against improving flowback efficiency for tight sandstone gas reservoirs [J]. Natural Gas Technology, 2016, 10(5): 28-31.
- [15] 黄禹忠,任山,林永茂,等. 川西马井气田蓬莱镇组气藏储层改造技术研究应用[J]. 钻采工艺,2007,30(1):35-37.

- Huang Yuzhong, Ren Shan, Lin Yongmao, et al. Applied research on stimulation technology in penglaizhen formation in majing gas field of west sichuan[J]. *Drilling & Production Technology*, 2007, 30(1): 35–37.
- [16] 刘忠群, 徐士林, 刘君龙, 等. 四川盆地川西坳陷深层致密砂岩气藏富集规律[J]. *天然气工业*, 2020, 40(2): 31–40.
- Liu Zhongqun, Xu Shilin, Liu Junlong, et al. Enrichment laws of deep tight sandstone gas reservoirs in the Western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(2): 31–40.
- [17] 孙焕泉, 周德华, 赵培荣, 等. 中国石化地质工程一体化发展方向[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(3): 269–280.
- Sun Huanquan, Zhou Dehua, Zhao Peirong, et al. Geology-engineering integration development direction of Sinopec[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(3): 269–280.
- [18] 胡东风, 王良军, 黄仁春, 等. 四川盆地中国石化探区油气勘探历程与启示[J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(3): 283–290.
- Hu Dongfeng, Wang Liangjun, Huang Renchun, et al. Petroleum exploration history and enlightenment in Sichuan Basin: A case study on Sinopec exploration areas[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(3): 283–290.
- [19] 康保平, 黄小燕, 郭淑萍, 等. 川西坳陷须二气藏气田水成因、运移及其成藏演化[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(2): 309–317.
- Kang Baoping, Huang Xiaoyan, Guo Shuping, et al. Origin, migration, and accumulation evolution of reservoir water in the gas field with Xu 2 gas reservoir, western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(2): 309–317.
- [20] 龙刚, 朱化蜀, 王希勇, 等. 川西低渗气藏气体钻井提速潜力评价[J]. *钻采工艺*, 2011, 34(4): 25–27.
- Long Gang, Zhu Huashu, Wang Xiyong, et al. Evaluation of gas drilling potential in Chuanxi low permeability gas reservoirs[J]. *Drilling & Production Technology*, 2011, 34(4): 25–27.

(编辑 张玉银)

(上接第 897 页)

- [31] 罗啸泉, 吕志洲, 李书兵, 等. 四川盆地中生代构造演化及裂缝分布规律研究[R]. 成都: 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司, 2010.
- Luo Xiaoquan, Lü Zhizhou, Li Shubing, et al. Study on Meso-Cenozoic tectonic evolution and fracture distribution in Sichuan Basin[R]. Chengdu: Sinopec Southwest Oil & Gas Company, 2010.
- [32] 杨克明, 朱宏权, 叶军, 等. 川西致密砂岩气藏地质特征[M]. 北京: 科学出版社, 2012.
- Yang Keming, Zhu Hongquan, Ye Jun, et al. The Geological Characteristics of Tight Sandstone Gas Reservoirs in West Sichuan Basin[M]. Beijing: Science Press, 2012.
- [33] 邓康龄. 龙门山构造带印支期构造递进变形与变形时序[J]. *石油与天然气地质*, 2007, 28(4): 485–490.
- Deng Kangling. Indosinian progressive deformation and its chronogenesis in Longmenshan structural belt[J]. *Oil & Gas Geology*, 2007, 28(4): 485–490.
- [34] 崔效锋, 胡幸平, 俞春泉, 等. 汶川地震序列震源机制解研究[J]. *北京大学学报(自然科学版)*, 2011, 47(6): 1063–1072.
- Cui Xiaofeng, Hu Xingping, Yu Chuanquan, et al. Research on focal mechanism solutions of Wenchuan earthquake sequence[J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 2011, 47(6): 1063–1072.
- [35] 刘健, 熊探宇, 赵越, 等. 龙门山活动断裂带运动学特征及其构造意义[J]. *吉林大学学报: 地球科学版*, 2012, 42(S2): 320–330.
- Liu Jian, Xiong Tanyu, Zhao Yue, et al. Kinematic characteristics of Longmenshan active fault zone and its tectonic implication[J]. *Journal of Jilin University(Earth Science Edition)*, 2012, 42(S2): 320–330.
- [36] 孟文, 陈群策, 吴满路, 等. 龙门山断裂带现今构造应力场特征及分段性研究[J]. *地球物理学进展*, 2013, 28(3): 1150–1160.
- Meng Wen, Chen Qunce, Wu Manlu, et al. Research on segmentation and characteristic of tectonic stress field of Longmenshan fault zone[J]. *Progress in Geophys*, 2013, 28(3): 1150–1160.
- [37] Pan Y, Shen W B. Contemporary crustal movement of southeastern Tibet: Constraints from dense GPS measurements[J]. *Scientific Reports*, 2017, 7: 1–7.
- [38] Yu J, Tan K, Zhang C, et al. Present-day crustal movement of the Chinese mainland based on Global Navigation Satellite System data from 1998 to 2018[J]. *Advances in Space Research*, 2019, 63: 840–856.
- [39] Prioul R, Jocker J. Fracture characterization at multiple scales using borehole images, sonic logs, and walkaround vertical seismic profile[J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93(11): 1503–1516.
- [40] 童享茂, 钱祥麟. 储层裂缝的研究和分析方法[J]. *石油大学学报(自然科学版)*, 1994, 18(6): 14–20.
- Tong Hengmao, Qian Xianglin. Research and analysis on natural fracture[J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 1994, 18(6): 14–20.
- [41] 叶亮, 李宪文, 马新星, 等. 不同脆性致密砂岩裂缝扩展规律实验[J]. *新疆石油地质*, 2020, 41(5): 575–581.
- Ye Liang, Li Xianwen, Ma Xinxing, et al. Experiments on hydraulic fracture propagation in tight sandstones with different brittleness[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2020, 41(5): 575–581.
- [42] 曾联波, 李跃纲, 张贵斌, 等. 川西南部上三叠统须二段低渗透砂岩储层裂缝分布的控制因素[J]. *中国地质*, 2007, 34(4): 622–627.
- Zeng Lianbo, Li Yuegang, Zhang Guibin, et al. Controlling factors for fracture distribution in the low-permeability sandstone reservoir of the Second Member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the south of western Sichuan[J]. *Geology in China*, 2007, 34(4): 622–627.
- [43] Hennings P. AAPG-SPE-SEG Hedberg research conference on “The Geologic Occurrence and Hydraulic Significance of Fractures in Reservoirs”[J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93(11): 1407–1412.

(编辑 梁 慧)