

引用格式:张艺晓,李小波,尚根华,等.断溶体油藏应力敏感特征研究[J].油气藏评价与开发,2023,13(1):127-134.

ZHANG Yixiao, LI Xiaobo, SHANG Genhua, et al. Stress sensitive characteristics of fault-karst reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 127-134.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.01.014

## 断溶体油藏应力敏感特征研究

张艺晓<sup>1,2</sup>, 李小波<sup>1,2</sup>, 尚根华<sup>3</sup>, 刘洪光<sup>1,2</sup>, 李青<sup>1,2</sup>, 谭涛<sup>1,2</sup>

(1. 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;

2. 中国石化碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率重点实验室, 新疆 乌鲁木齐 830011;

3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

**摘要:**断溶体油藏连通介质为裂缝、溶洞、孔隙,随着压力下降导致渗透力下降、导流能力降低,对油井产能产生不可逆的影响。根据断溶体油藏应力敏感特征,设计并开展了72组导流能力物理模拟对比实验,分析了不同连通介质应力敏感特征及其影响因素;基于物理模拟实验结果及和渗流力学理论建立了断溶体油藏流动数值反演模型,开展了储层压力下降导致的应力敏感效应对油井产能的研究。结果表明:压力下降对不同连通介质的导流能力、油井产能以及恢复能力具有较大影响。裂缝型、溶洞型及孔隙型压力拐点出现时机分为原始压力的5.3%、20.4%、35.1%,裂缝型、溶洞型导流能力损失分别为99.7%、45.0%,孔隙型测试范围内未出现走平端。压降拐点特征研究对合理控制产量和能量补充时机的确定提供了依据,对油井稳产具有重要的指导意义。

**关键词:**压降拐点;导流能力;油井产量;注水时机;断溶体油藏

中图分类号:TE122

文献标识码:A

### Stress sensitive characteristics of fault-karst reservoir

ZHANG Yixiao<sup>1,2</sup>, LI Xiaobo<sup>1,2</sup>, SHANG Genhua<sup>3</sup>, LIU Hongguang<sup>1,2</sup>, LI Qing<sup>1,2</sup>, TAN Tao<sup>1,2</sup>

(1. Exploration and Production Research Institute, Sinopec Northeast Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China

2. Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery for Carbonate Fracture-Cavity Reservoirs, Sinopec, Urumqi, Xinjiang 830011, China;

3. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China)

**Abstract:** The connected media of fault-karst reservoir are fractures, caves and pores, the decrease of pressure will lead to the decrease of permeability and conductivity, which will have an irreversible impact on oil well production. According to the stress-sensitive characteristics of fault-karst reservoir, 72 groups of physical simulation experiments on conductivity are designed and carried out to analyze the stress-sensitive characteristics of different connected media and influencing factors. Based on the results of physical simulation experiment and the theory of porous flow, a numerical inversion model of flow in fractured solution reservoir is established, and the stress sensitivity effect caused by reservoir pressure drop on oil well production is studied. The results show that the pressure drop has great influence on the conductivity, productivity and recovery ability of different connected media. The pressure inflection points of fracture type, karst cave type and pore type are 5.3 %, 20.4 % and 35.1 %, respectively, and the conductivity loss of the first two are 99.7 % and 45.0 %. The conductivity loss of pore type decreases linearly in the test range. The research on the characteristics of pressure drop inflection point provides the basis for reasonable production control and the determination of energy replenishment time, and has important guiding significance for stable production of oil wells.

**Keywords:** pressure drop inflection point; flow conductivity; oil well production; water injection timing; fault-karst reservoir

收稿日期:2021-09-29。

第一作者简介:张艺晓(1996—),男,本科,研究实习员,从事缝洞型油藏提高采收率及油藏数值模拟工作。地址:新疆乌鲁木齐新市区长春南路466号,邮政编码:830011。E-mail:zyx\_zhangyixiao@yeah.net

基金项目:中国石化科技部重大科研项目“顺北油藏稳产开发技术研究”(P21064-2);中国石化科技部重大科研项目“塔河油田风化壳岩溶区油藏稳产关键技术研究”(P20042-2)。

断溶体油藏是塔河缝洞型碳酸盐岩油藏一种典型的油藏类型,以尺度不等的裂缝、溶洞和孔隙为储集空间。裂缝不仅是储油空间也是重要的连通通道<sup>[1-9]</sup>,随着地层压力的下降发生应力敏感,导致裂缝闭合,导流能力降低,在开发曲线上呈现出压降拐点的典型特征。压降拐点现象是指油藏开发初期天然能量开采阶段,由于应力敏感导致导流能力变差、流体流动速度下降的现象,在开发曲线上呈现出压力和产量的拐点,将直接影响油井稳产生。油藏地层压力下降,导致连通介质应力敏感,发生裂缝闭合,影响了流体在介质中的流动能力<sup>[8]</sup>。通过统计塔河油田断溶体油藏出现压降拐点的自喷油井,以及可采储量标定,平均单井损失可采储量达到 $5 \times 10^4 \text{ t}$ <sup>[10-14]</sup>。因此,分析地层压力下降对产量的影响,可以确保油井稳产,还可以优化地层能量补充时机<sup>[15-16]</sup>。

在压降拐点的研究上,顾浩等<sup>[17-20]</sup>针对缝洞型油藏地层能量开展物理模拟研究,但缺乏地层压力下降对不同连通介质中导流能力的定量化研究。聂仁仕等<sup>[21]</sup>采用有限元数值模拟模型,研究了应力差、应力夹角对不同长度、开度裂缝闭合规律的影响,但是缺少应力变化对不同类型连通介质的影响分析。综合上述成果,前期研究主要围绕裂缝介质开展研究,没有开展压力下降对洞间的孔隙、溶洞、裂缝连通介质应力敏感及不可逆性的分析。

通过开展室内物理模拟实验和数值反演模拟的手段,研究压力对裂缝、溶洞、孔隙连通介质应力敏感及不可逆性的影响,分析断溶体油藏不同连通介质导流能力、油井产能与压力强度的关系<sup>[22-23]</sup>,确定不同连通介质的压降拐点出现时机,为断溶体油藏合理确定能量补充时机提供判定依据。

## 1 物理模拟实验

断溶体油藏储集体间的连通介质可分为:裂缝介质、溶洞介质和孔隙介质,为了研究地层压力对远端储集体动用情况的影响,选取溶洞型、裂缝型和孔隙型的批量实验岩心实施覆压孔渗测定,研究两套溶洞之间连通介质的储集体类型在地层压力变化后导流能力的影响。经过实验可以得到不同压力下及回注氮气过程的气测渗透率变化。

### 1.1 实验模型及设备

#### 1) 实验材料

采集塔河油田附近大湾沟地区的天然露头样品,经过钻取、切割、磨平等,形成厚度为6 cm,长度为80 cm,宽度为40 cm的平板,加工成直径为2.5 cm,长度为5.5 cm的样品。样品烘干后,测试样品干重、孔隙度和渗透率,选取数据相同的样品作为基础实验岩心,加工成溶洞型、裂缝型和孔隙型3种类型的实验岩心。

#### 2) 实验装置

实验采用CMS300覆压孔渗测试系统(图1),包含6个岩心夹持器,可以实现单次6个平行样品的测试实验。

### 1.2 实验方案及步骤

#### 1.2.1 实验方案

基于达西定律表示不同连通介质允许流体通过能力的大小,共计开展72组次的实验,具体如下:

1) 分别选取裂缝介质、溶洞介质和孔隙介质岩心,自原始压力逐渐降压至岩心渗透率无明显变化,观察压力下降过程中的渗透率变化。

2) 分别选取降压后的裂缝介质、溶洞介质和孔隙介质岩心,逐渐增压至原始压力,观察过程中的渗透率变化。

#### 1.2.2 实验步骤

根据上述的实验方案,建立研究不同连通介质在压力变化下对产量影响的实验流程,为确定原始地层压力值和油田实际生产可能产生的最大压力下降幅度值,具体实验流程为:

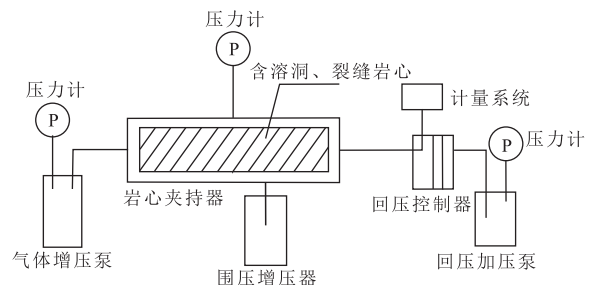


图1 实验装置示意图

Fig. 1 Schematic diagram of experimental device

1) 利用CMS300覆压岩心孔渗自动测试系统,检测实验流程的安全性和密封性,同时对金属铸件加工的6块标准样品进行孔渗测试,确定测试系统的误差范围。当所有样品的3次渗透率测试结果误差小于5%时,方能开展后续的实验工作,以此流程提高后续渗透率测试和实验结果的可信度。

2) 在渗透率相同条件下的裂缝、溶洞和孔隙3种类型中,各自选取6块平行实验岩心,安装到相同围压和回压控制的岩心夹持器内,确定测试样品遵循层流的压力和流量界限后,开展原始地层压力下岩心渗透率测试,每个岩心重复测试3次,取平均值。同时每次进行压降和压力恢复实验后都要将岩心从夹持器中取出,放置48 h以上,保证岩心应力尽可能地恢复到原始状态。

3) 编写压力变化测试控制程序,进行6块平行样品的压力敏感性测试,即不同地层压力下降幅度下的渗透率变化实验研究(每个压力点3个数据),直到压力下降幅度达到最大为止。然后增加地层中氮气的压力到一定程度,进行渗透率测试实验(每个压力点3个数据),直至压力完全恢复到原始地层压力为止,最终将72个岩样测试结果进行分析。

## 2 数值反演模型

### 2.1 建立断溶体油藏压降拐点反演模型

为了更好地认识油藏压降拐点特征,研究2个溶洞间不同连通介质由于地层压力变化引起的变形对产量的影响,设计数值模拟计算用的地质模型(图2)。模型网格数量为22 500个,其中远端和近井附近溶洞体的体积分别为 $11.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $12.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,连接2套溶洞的连通介质(裂缝型、溶洞型和孔隙型)网格数量为1 200个。原始地层压力为61.0 MPa,地层原油黏度为 $24.5 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,裂缝原始渗透率为 $5\ 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,溶洞原始渗透率为 $7\ 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙基质原始渗透率为 $17.71 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。基于上述假设,由达西定律可确定注采井间渗透率与油井产能关系为:

$$Q = \frac{KS(p_e - p_{Bi})}{\mu L} \quad (1)$$

式中: $Q$ 为单位时间油井产能, $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $K$ 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $S$ 为通道渗流面积, $\text{m}^2$ ;  $p_e$ 为原始地层压力,MPa;  $p_{Bi}$ 为采油井地层压力,MPa;  $\mu$ 为地层原油黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $L$ 为渗流路径距离, $\text{m}$ 。

连通介质接触面有效正压力为:

$$\sigma_{ne} = \sigma_v \cos \alpha + (\sigma_H \sin \beta + \sigma_h \cos \beta) \sin \alpha - p_p \quad (2)$$

式中: $\sigma_{ne}$ 为接触面有效正压力,MPa;  $\sigma_v$ 为接触面压力,MPa;  $\alpha$ 为应力与正接触面夹角, $^\circ$ ;  $\sigma_H$ 、 $\sigma_h$ 为侧接触面压力,MPa;  $\beta$ 为应力与侧接触面夹角, $^\circ$ ;  $p_p$ 为毛管压力,MPa。

假设连通介质闭合过程中相邻网格无相互作用力,则:

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z = \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_z \quad (3)$$

式中: $\sigma_x$ 、 $\sigma_y$ 、 $\sigma_z$ 分别为 $x$ 、 $y$ 、 $z$ 方向的正压力,MPa。

裂缝凸体屈服极限为 $\sigma_s$ ,即为 $\sigma_z = \sigma_{ne} = \sigma_s$ ,则Drucker-Prager屈服破坏准则可表示为:

$$F(\sigma) = mI_1 + \frac{\sqrt{3}}{3} \left| \sigma_{ne} - \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_{ne} \right| - \delta \quad (4)$$

式中: $F(\sigma)$ 为连通介质塑性屈服压力,MPa;  $m$ 为材料参数;  $\delta$ 为岩石材料的屈服应力,MPa;  $I_1$ 为第一应力不变量。

当 $F(\sigma) = 0$ 时, $\sigma_s = \sqrt{3} (K - mI_1)(1 - \mu)$ ,则连通介质发生塑性屈服的临界流体压力为:

$$\text{当 } p_p < p_{ps} \text{ 时, } p_p = \sigma_v \cos \alpha + (\sigma_H \sin \beta + \sigma_h \cos \beta) \sin \alpha - \sqrt{3} (K - mI_1)(1 - \mu) \quad (5)$$

式中: $p_p$ 为流体压力,MPa;  $p_{ps}$ 为临界流体压力,MPa。

### 2.2 验证断溶体油藏压降拐点反演模型

根据物理模拟实验结果和地质模型建模结果,利用KarstSim数值模拟器,计算了由于地层有效压

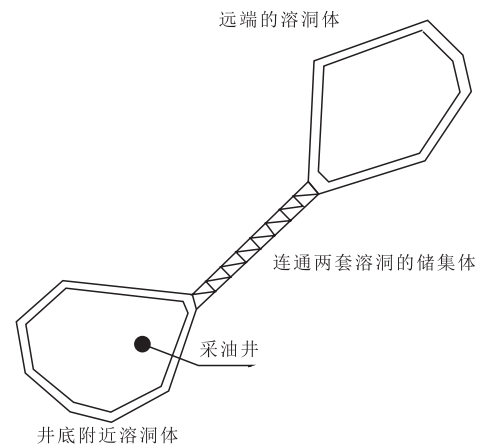


图2 数值模拟计算用缝洞结构模型  
Fig. 2 Structural models for numerical simulation

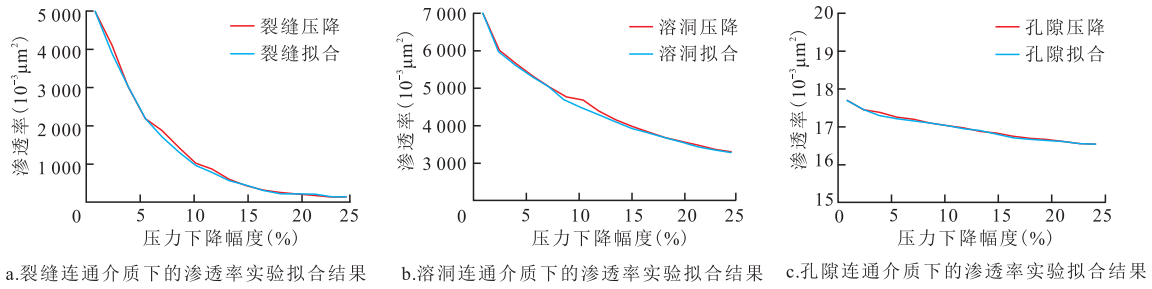


图3 不同类型连通介质下的渗透率实验结果拟合

Fig. 3 Fitting of permeability experimental results under different types of connected media

力变化导致的产量变化,拟合了不同类型连通介质下的地层压力与渗透率的关系(图3)。反演模型与物理模型对比,整体拟合效果良好,认为可以反映导流能力与油井产能,并用于后续进行实验分析。

### 3 实验结果与讨论

为了全面认识断溶体油藏不同连通介质在弹性驱开发过程中压力下降的影响,利用物理模型与数值反演模型研究压力下降在裂缝、溶洞、孔隙不同连通类型介质下的影响和最佳补充能量时机的最优值,为断溶体油藏确定能量补充时机以及合理产能提供指导。渗透率变化幅度、油井产量分别是反映岩石导流能力变化及采油井流体通过能力最准确、最直接的参数。因此,以渗透率和产油量作为评价不同连通介质在压力下降及恢复过程导流能力的重要参数。

#### 3.1 导流能力

物理模拟的实验结果(图4—图6)表明:当地层压力下降时,在裂缝连通介质中等效导流能力的渗透率前期迅速下降,后期下降幅度有所降低,在压力下降幅度为5%时出现拐点。待渗透率不随压力降低而变化后渗透率降为 $150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,仅为初期渗透率的0.3%,表现出非常明显的压敏效应;在溶洞连通介质中的渗透率前期迅速下降,在压力下降幅度为9.1%时出现拐点,后期下降幅度有所降低。待渗透率不随压力降低而变化后,渗透率降为 $3\,850 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,仅为初期渗透率的55.0%,表现出明显的压敏效应<sup>[7]</sup>;在孔隙连通介质中的渗透率前期迅速下降,近似于线性直线下降,在压力下降幅度为

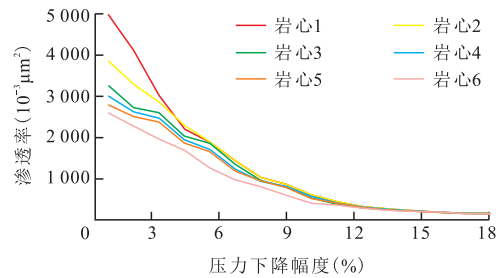


图4 不同压力下的裂缝渗透率变化曲线

Fig. 4 Variation curves of fractured permeability under different pressures

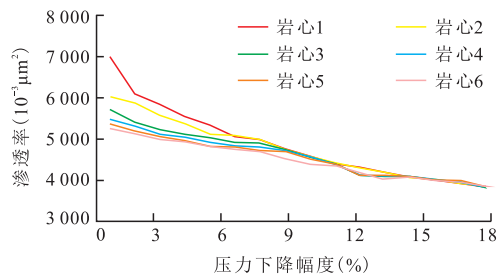


图5 不同压力下的溶洞渗透率变化曲线

Fig. 5 Variation curves of cave permeability under different pressures

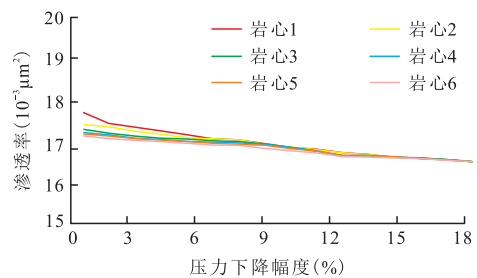


图6 不同压力下的孔隙渗透率变化曲线

Fig. 6 Variation curves of hole permeability under different pressures

31.2%下降幅度时出现拐点,但测试范围内未出现走平端,表现出较为明显的压敏效应<sup>[8]</sup>。因此,对比压力下降对导流能力的影响,裂缝最为敏感,其次为孔隙,溶洞影响最小。

### 3.2 油井产能

利用物理模拟和数值模拟结果,计算不同地层压力下的油井产量,由油井产量突变确定压降拐点压力值。实验结果如图7—图9所示:在裂缝连通介质中,初期地层压力为地层压力下降到58.8 MPa左右时,油井产量出现拐点,对应的地层压力下降幅度为5.0%,可认为该压力为临界压力,此时油井产能为83 t,同初期相比损失产量61.4%。当地层压力小于临界压力时,需要补充地层能量。同理,在溶洞连通介质中,在地层压力下降到56.2 MPa左右时,对应的地层压力下降幅度为9.1%,油井产量出现拐点,此时油井产能为154 t,同初期相比损失产量72.6%。主要由于溶洞压力下降,溶洞内流体的弹性能量降低,流体的流动性受到影响;在孔隙连通介质中,在地层压力下降到42.5 MPa左右时,对应的地层压力

下降幅度为31.2%,油井产量出现拐点,此时油井产能为5.8 t,同初期相比损失产量75.7%。对比压力下降对油井产能的影响,裂缝最为敏感,其次分别为溶洞,孔隙影响最小。

### 3.3 恢复能力

为了研究连通介质中保持压力程度的重要性,利用物理模拟和数值模拟实验,对比初期产量与压力恢复至原始地层压力后的产量。当压力下降至油井产量不随压力变化时,分别对裂缝、溶洞、孔隙进行加压,使其重新开启,观察岩石压力变化对产量是否存在不可逆伤害。

实验结果如图10—图12所示:在裂缝连通介质中,油井产量先缓慢增加,然后急剧增大。对比裂缝加压及降压过程,裂缝压力即使恢复到初期压力,油井产量也不能上升到初期产量,而是由初期产量135 t/d下降至67 t/d,为初期产量的49.6%,同时,裂缝一旦发生闭合,对油井生产的损失是极大且不可逆的<sup>[9]</sup>;在溶洞连通介质中,整个过程油井产量降低幅度变化不大,即使地层压力下降17.5%,油井依

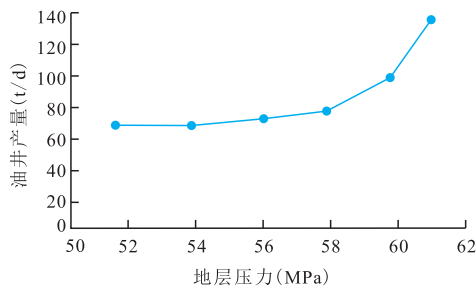


图7 不同压力下的裂缝油井产能变化曲线  
Fig. 7 Productivity curves of fractured oil wells under different pressures

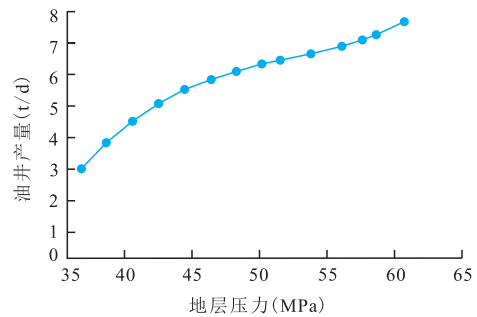


图9 不同压力下的孔隙油井产能变化曲线  
Fig. 9 Productivity curves of hole wells under different pressures

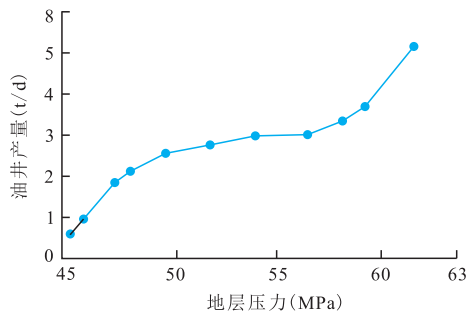


图8 不同压力下的溶洞油井产能变化曲线  
Fig. 8 Productivity curves of cave oil wells under different pressures

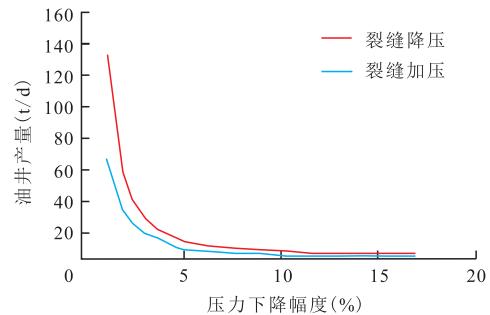


图10 裂缝降压及加压过程的油井产能对比  
Fig. 10 Well productivity comparison curve of fracture pressure reduction and compression process

然有产量,加压后油井产量缓慢上升,与裂缝增压过程相比产量降低幅度较小,为初期产量的75.0%,溶

洞降压对油井生产的损失要小于裂缝的影响;在孔隙连通介质中,当孔隙增压时,压力恢复至初期地层

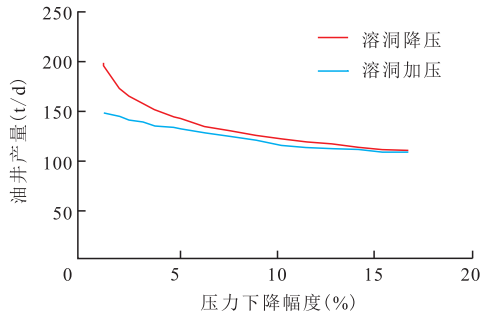


图 11 溶洞降压及加压过程的油井产能对比

Fig. 11 Well productivity comparison curve of cave pressure reduction and compression process

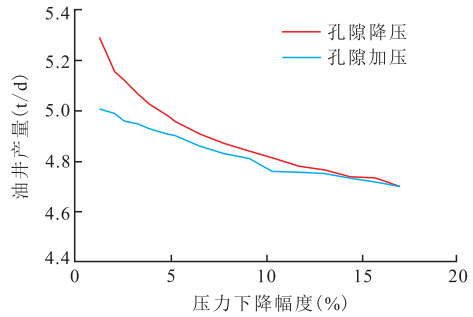


图 12 孔隙降压及加压过程的油井产能对比

Fig. 12 Well productivity comparison curve of hole pressure reduction and compression process

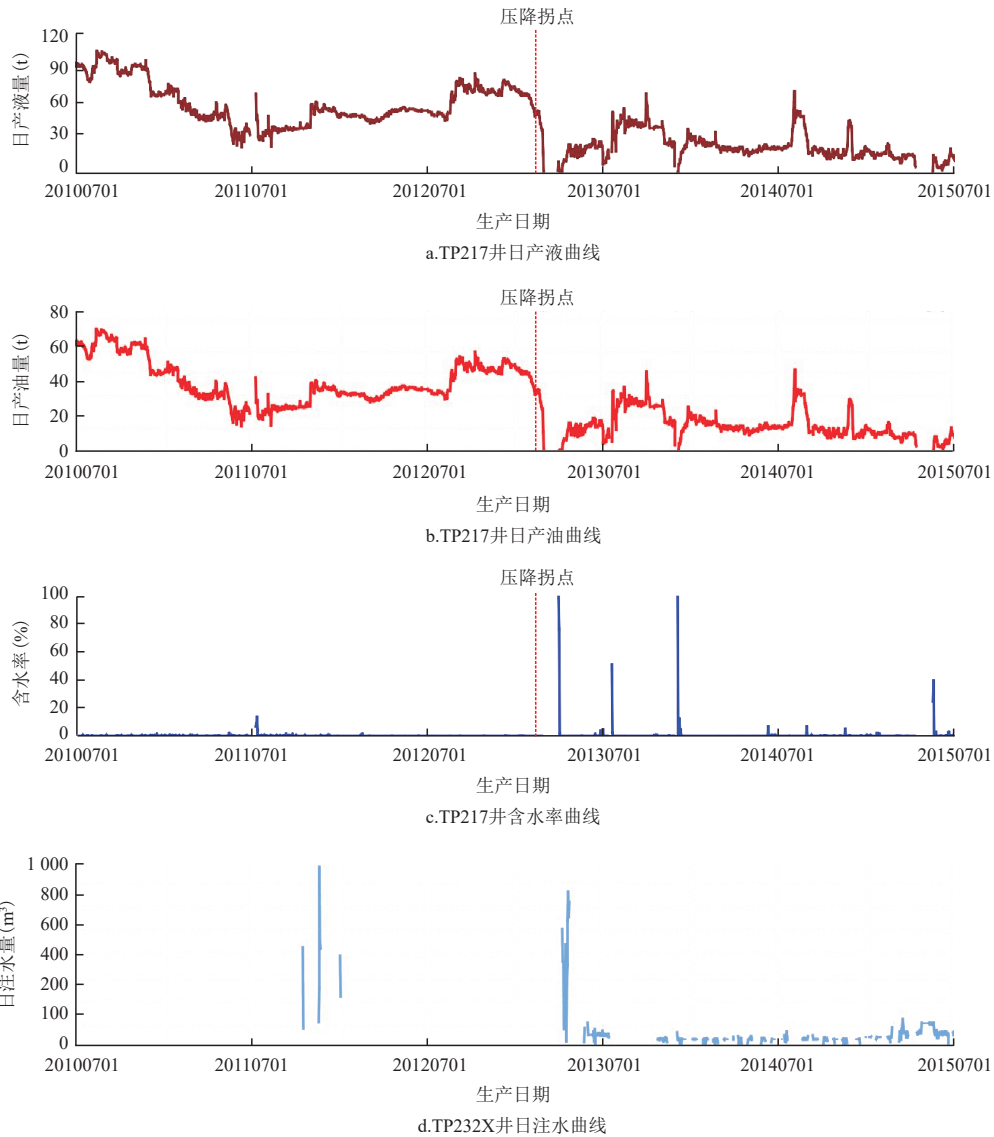


图 13 TP232-TP217 注采井曲线

Fig. 13 TP232-TP217 Injection-production well graph

压力,油井产量稳定上升,但是产能并不能恢复到初期产能,而是由初期产量 5.3 t/d 下降至 5.0 t/d,只能达到初期产能的 94.3%。产能恢复是整个连接体类型中最高的。对比压力恢复对油井产能的恢复情况来看,裂缝最为明显,溶洞其次,孔隙最小。

## 4 拐点压力应用实例

对比不同压力下对不同类型连通介质导流能力的影响,裂缝型连通介质对产量影响最大,溶洞型影响次之,孔隙型影响最小。分析现场生产情况,TP232-TP217井组为典型断溶体油藏,表层溶蚀发育,纵向断裂较深,井间裂缝为主要连通通道。现场生产过程中存在明显的压力拐点,如图 13 所示。压降拐点导致产量下降至初期产能的 34.7%,后期通过注水补充能量无法恢复初期产能,仅恢复至初期产能的 66.7%。可以看出根据压力拐点(压力保持程度)判定合理能量补充时机非常重要。

## 5 结论

1) 不同连通介质的压敏效应差异明显,并明确压降拐点出现时机。裂缝型、溶洞型及孔隙型的压降拐点分别为 5.3%、20.4%、35.1%。

2) 压力下降对不同连通介质的油井产能影响较大。裂缝型、溶洞型及孔隙型的产能影响(产能保持程度)分别为 61.4%、72.6%、75.7%。裂缝连通介质对产能的影响最大,溶洞连通介质的影响次之,孔隙连通介质影响最小。

3) 压力下降对不同连通介质的油井产能具有不可逆的影响。裂缝型、溶洞型及孔隙型的恢复产能为初期的 49.6%、75.0%、94.3%。裂缝连通介质不可逆性的影响最大,溶洞连通介质的影响次之,孔隙连通介质影响最小。

4) 断溶体油藏以裂缝作为主要连通介质,在开发过程中压敏效应不容忽略,要注意保持地层压力,防止压敏现象对产量造成的不可逆损失。

### 参考文献

[1] 鲁新便. 塔里木盆地塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地质研究中的若干问题[J]. 石油实验地质, 2003, 25(5): 508-512.  
LU Xinbian. Several problems in study of development programme of Ordovician carbonate reservoirs in Tahe oilfield, Tarim basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2003, 25

(5): 508-512.

- [2] 云露. 顺北地区奥陶系超深断溶体油气成藏条件[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(2): 136-142.  
YUN Lu. Hydrocarbon accumulation of ultra-deep Ordovician fault-karst reservoirs in Shunbei area[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(2): 136-142.
- [3] 焦方正. 塔里木盆地顺北特深碳酸盐岩断溶体油气藏发现意义与前景[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(2): 207-216.  
JIAO Fangzheng. Significance and prospect of ultra-deep carbonate fault-karst reservoirs in Shunbei area, Tarim basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 207-216.
- [4] 漆立新. 塔里木盆地顺托果勒隆起奥陶系碳酸盐岩超深层油气突破及其意义[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 38-51.  
QI Lixin. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole uplift, Tarim basin[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 38-51.
- [5] 漆立新. 塔里木盆地顺北超深断溶体油藏特征与启示[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 102-111.  
QI Lixin. Characteristics and inspiration of ultra-deep fault-karst reservoir in the Shunbei area of the Tarim basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 102-111.
- [6] 唐磊, 王建峰, 曹敬华, 等. 塔里木盆地顺北地区超深断溶体油藏地质工程一体化模式探索[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 329-339.  
TANG Lei, WANG Jianfeng, CAO Jinghua, et al. Geology-engineering integration mode of ultra-deep fault-karst reservoir in Shunbei area, Tarim Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 329-339.
- [7] 程洪, 张杰, 张文彪. 断溶体储层类型识别、预测及发育模式探讨——以塔里木盆地塔河十区 TH10421 单元为例[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 996-1003.  
CHENG Hong, ZHANG Jie, ZHANG Wenbiao. Discussion on identification, prediction and development pattern of faulted-karst carbonate reservoirs: A case study of TH10421 fracture-cavity unit in block 10 of Tahe oilfield, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 996-1003.
- [8] 何治亮, 马永生, 朱东亚, 等. 深层-超深层碳酸盐岩储层理论技术进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(3): 533-546.  
HE Zhiliang, MA Yongsheng, ZHU Dongya, et al. Theoretical and technological progress and research direction of deep and ultra-deep carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(3): 533-546.
- [9] 刘宝增, 漆立新, 李宗杰, 等. 顺北地区超深层断溶体储层空间雕刻及量化描述技术[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 412-420.  
LIU Baozeng, QI Lixin, LI Zongjie, et al. Spatial characterization and quantitative description technology of ultra-deep fault-karst reservoirs in the Shunbei area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 412-420.
- [10] 胡文革. 顺北油气田断溶体油藏油井产能评价新方法[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(2): 168-172.  
HU Wenge. A new method for evaluating the productivity of oil wells in fault-karst reservoirs in Shunbei Oil & Gas Field[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(2): 168-172.

- [11] 程晓军. 超深断溶体油藏油井见水特征及生产制度优化——以塔里木盆地顺北油田Z井为例[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(5): 554-558.  
CHENG Xiaojun. Characteristics of water breakthrough and optimization of production system of oil wells drilled in ultra-deep fault-karst reservoirs: A case study on Well-Z in Shunbei Oilfield, Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(5): 554-558.
- [12] 康志江, 李阳, 计秉玉, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率关键技术[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(2): 434-441.  
KANG Zhijiang, LI Yang, JI Bingyu, et al. Key technologies for EOR in fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 4(2): 434-441.
- [13] 龙旭. 缝洞型碳酸盐岩油藏油井连通模式与生产动态的关系研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2012.  
LONG Xu. Study on the relationship between well communication mode and production dynamic in fractured-vuggy carbonate reservoirs: The case of Tahe oil field[D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2012.
- [14] 贺洪举, 张树东, 邱泉, 等. 非均质碳酸盐岩储层及产能评价方法探索[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(1): 89-92.  
HE Hongju, ZHANG Shudong, QIU Quan, et al. Exploration of heterogeneous carbonate reservoir and productivity evaluation method[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2008, 30(1): 89-92.
- [15] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.  
LI Chuanliang. Principle of reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [16] 郭粉转, 唐海, 吕栋梁, 等. 低渗透油藏合理地层压力保持水平研究[J]. 特种油气藏, 2011, 18(1): 90-92.  
GUO Fenzhuan, TANG Hai, LYU Dongliang, et al. Research on rational formation pressure maintenance level in low permeability reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(1): 90-92.
- [17] 顾浩, 康志江, 尚根华, 等. 基于物质平衡的超深断溶体油藏弹性驱产能主控因素分析[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(1): 86-92.  
GU Hao, KANG Zhijiang, SHANG Genhua, et al. Analysis of main controlling factors for elastic flooding productivity of ultra-deep fault-karst reservoirs based on material balance[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(1): 86-92.
- [18] 邱浩. 应力状态对碳酸盐岩裂缝结构的影响规律研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2015.  
QIU Hao. Research on the influences of stress state on the crack structure of carbonate rocks[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2015.
- [19] 段慕白. 多场耦合作用下碳酸盐岩裂缝变形机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.  
DUAN Mubai. Multi-physics coupling in carbonate rock fracture deformation mechanism[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [20] 周汉国, 郭建春, 李静, 等. 深层碳酸盐岩储层溶洞围岩应力分布研究[J]. 地质力学学报, 2018, 24(1): 35-41.  
ZHOU Hanguo, GUO Jianchun, LI Jing, et al. Distribution of surrounding rock stress in deep carbonate reservoir karst cave[J]. Journal of Geomechanics, 2018, 24(1): 35-41.
- [21] 聂仁仕, 贾永禄, 沈楠, 等. 油藏天然能量指标在注水动态分析中的应用[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(2): 174-177.  
NIE Renshi, JIA Yonglu, SHEN Nan, et al. Application of reservoir natural drive index to waterflood performance analysis[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(2): 174-177.
- [22] 党海龙, 姜汉桥, 王小锋, 等. 延长组长6低渗油藏高温高压条件下裂缝对渗吸效率的影响[J]. 石油与天然气化工, 2020, 49(2): 87-92.  
DANG Hailong, JIANG Hanqiao, WANG Xiaofeng, et al. Influence of crack on imbibition efficiency of low permeability reservoir in Yanchang Chang 6 formation under high temperature and high pressure condition[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2020, 49(2): 87-92.
- [23] 姜军, 苟明生, 韩慧玲, 等. 中高渗砂砾岩油藏调堵一体化技术——以滴水泉油田八道湾组油藏为例[J]. 石油与天然气化工, 2021, 50(1): 95-100.  
JIANG Jun, GOU Mingsheng, HAN Huiling, et al. Integrated technology of regulation and plugging in medium-high permeability sand conglomerate reservoir: A case study of Badaowan formation reservoir in Dishuiquan oilfield[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2021, 50(1): 95-100.

(编辑 常燕)

(上接第126页)

- [27] 李爱山, 杨彪, 鞠玉芹, 等. 黏弹性表面活性剂压裂液流变性研究[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(1): 89-92.  
LI Aishan, YANG Biao, JU Yuqin, et al. Viscoelastic surfactant fracturing fluid rheology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(1): 89-92.
- [28] HULL K L, SAYED M, AL-MUNTASHERI G A. Recent advances in viscoelastic surfactants for improved production from hydrocarbon reservoirs[J]. SPE Journal, 2015, 21(4): 946-980.
- [29] AL-GHAMDI A H, MAHMOUD M A, WANG G, et al. Acid diversion by use of viscoelastic surfactants: The effects of flow rate and initial permeability contrast[J]. SPE Journal, 2014, 19(6): 1203-1216.
- [30] DURÁN-ÁLVAREZ A, MALDONADO-DOMÍNGUEZ M, GONZÁLEZ-ANTONIO O, et al. Experimental-theoretical approach to the adsorption mechanisms for anionic, cationic, and zwitterionic surfactants at the calcite-water interface[J]. Langmuir, 2016, 32(11): 2608-2616.

(编辑 常燕)