

安塞致密砂岩油藏单砂体刻画与压裂改造

朱丹妮^{1,2} 潘懋¹ 党永潮³ 朱志平⁴ 刘培刚¹ 师永民^{1,†}

1. 北京大学地球与空间科学学院, 北京大学石油与天然气研究中心, 北京 100871; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;
3. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第一采油厂, 延安 716000; 4. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司
油气工艺研究院, 西安 710018; †通信作者, E-mail: sym@vip.163.com

摘要 安塞油田多期河道叠加致密砂岩油藏开发中后期, 油井含水量升高, 油层有效动用不均, 整体压裂易出现水窜、水淹现象, 已不适应油田现今的生产状况。针对这一问题, 通过对油水井单砂体进行细分和对比, 建立岩体力学模型和三维应力场分布模型, 结合现场压裂施工参数, 开展单砂体全缝长压裂数值模拟。结果表明, 安塞油田多期河道叠加致密砂岩油藏侧向复合砂体内部单砂体间泥质、钙质物性夹层发育, 形成的应力夹层对压裂裂缝的展布有较好的封隔作用, 即使压裂施工过程中隔夹层产生裂缝, 但随着泵压的降低, 张开的裂缝会随之闭合, 支撑剂并没有进入隔夹层中产生有效裂缝, 油层单砂体间有效动用不均, 60%的层有效动用程度较低。由此提出针对小层内动用程度不高的 11 口井的单砂体补孔、重复压裂、堵水、隔采等措施, 经过现场实施, 增产效果明显, 平均日增油 1.2 t 以上, 最终形成多期河道叠加致密砂岩单砂体细分与压裂改造的技术方法体系, 对今后类似油藏的开发有借鉴意义。

关键词 安塞油田; 致密砂岩; 单砂体刻画; 水力压裂; 全缝长压裂模拟

中图分类号 TE348

Characterization and Fracturing Stimulation on Single Sand Body of Tight Sandstone Oil Reservoir in Ansai Oilfield

ZHU Danni^{1,2}, PAN Mao¹, DANG Yongchao³, ZHU Zhiping⁴, LIU Peigang¹, SHI Yongmin^{1,†}

1. School of Earth and Space Sciences, Institute of Oil and Gas Research, Peking University, Beijing 100871; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083; 3. The First Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Yan'an 716000; 4. The Oil and Gas Technology Institute, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018;
† Corresponding author, E-mail: sym@vip.163.com

Abstract In the middle and late stage of oilfield exploitation of multi-period superimposed channel tight sandstone oil reservoir in Ansai oilfield, water content of the well is increasing and the effective production of the reservoir is uneven. The breakthrough and water-flooding occur easily during the integral fracturing, which can't be adapted to the oilfield production situation today. In order to solve this problem, rock mechanics model and tri-axial stress field distribution model are built by subdivision and correlation of single sand body between oil and water wells, full-length fracturing numerical simulation are carried out by combining with fracturing parameters design, stress intercalations were formed, which could constrain the distribution of fracturing fracture. Although fractures in the intercalations are formed during fracture operation, gaping fissures are closed with the decrease of pump pressure so that propping agents can't enter into the intercalations to cause effective fractures, effective production of single sand body in the reservoirs is uneven, and effective producing degree of 60% of layers is relatively low. Thus for the 11 wells which have a low producing degree in the small layer, measures of additional perforation, multiple fracturing, shutting off water and exploitation when separated with other pay zone are proposed, which have an apparent stimulation effect after site implementation. Average daily increase of

production is more than 1.2 t. In summary, the technique approach system of subdivision and fracturing treatment of multi-period superimposed channel tight single sand body is formed, which could guide the future development of the similar reservoirs.

Key words Ansai oilfield; tight sandstone; single sand body characterization; hydraulic fracturing; full-length fracturing numerical simulation

随着油田开发进入中后期,大型整体压裂后的油井易出现水窜、水淹等现象,油层内有效动用程度不高,致使油井开发效果变差。究其原因,主要是对油藏整体压裂后纵向上单砂体之间裂缝的连通情况认识不清,即泥质与钙质隔夹层受其物性和岩体力学性质的影响,难以确定产层与隔夹层之间是否形成了有效的沟通裂缝。针对上述问题,需要研究改善该类油藏开发效果的技术与方法。

有关致密砂岩油藏的压裂改造技术,国内外有大量的研究工作。水力压裂技术最早始于 1947 年,在美国堪萨斯州试验成功^[1]。Fast 等^[2]以超低渗透 Wattenberg 气田为代表,提出大型水力压裂技术。在某些地区,大型水力压裂有效增加了采收率和产量,但是对于一些极低渗透率的地层,效果不是很好。大型多级水力压裂技术一直应用于 Carthage 油气田,并且在压裂改造中取得有效成果^[3]。Rahim 等^[4]采用有限差分法模拟各种参数(包括岩石弹性模量、地应力、压裂液黏性、排量等)对层状油藏水力压裂扩展的影响,结果证实,层状油藏如果具有薄差隔层,则可一次压裂多层,一旦隔层厚或者隔层与储层的地应力差变大,则必须分层压裂。怀俄明州的 Jonah 油气田经历了从单层高质量的氮气泡沫压裂到多层利用硼酸交联液压裂的过程,使用这些新技术,油田现场总产量增长约 180%^[5-6]。Abdideh 等^[7]在综合研究岩石的弹性、原始地应力场、安全钻井液密度和由施工引发的各种应力改变的基础上,选取有利层位进行水力压裂。在国内,陈广等^[8]最早进行整体压裂试验,并应用于渤海油田,随后在其他油田得到推广与应用。温庆志等^[9]建立了考虑非达西渗流的低孔低渗油藏整体压裂理论,提高了整体压裂的开发效果。王益维等^[10]考虑了启动压力梯度和裂缝导流能力的时效性,建立新的整体压裂数学模型。

整体压裂只适用于油田开发初期,不适用于油田开发的中后期。并且,对单井压裂裂缝的展布形态与规模,目前认识不清。王志刚等^[11]研究影响低渗透油田重复压裂效果的因素,提出一套低渗透油

田重复压裂选井选层及压裂工艺设计的原则,取得明显的增产效果。陈惟国等^[12]认为多层压裂已成为降低单井施工成本、提高整体开发效益的重要措施之一。翁定为等^[13]为了提高安塞油田重复压裂的效果,对选井选层进行了深入研究。这些研究虽然改进和完善了水力压裂,但对于油田开发中后期应力隔夹层发育、储层非均质性强的多期河道叠加致密砂岩油藏压裂而言,没有认清压裂后小层单砂体之间的连通情况,因此具有一定的局限性。

本文针对多期河道致密砂岩储层进行单砂体划分,在此基础上应用测井曲线和沉积相模型,建立低渗透储层岩体力学模型和应力场模型,并进行单砂体全缝长压裂数值模拟来研究小层内单砂体的动用程度。在研究区选取 11 口井实施措施,生产效果良好,说明单砂体精细解剖研究及三维人工裂缝模拟技术对致密砂岩油藏中高含水期剩余油研究及动用具有重要意义和推广前景。

1 单砂体细分与对比

1.1 研究区地质概况

安塞三角洲是鄂尔多斯盆地最发育的大型内陆淡水湖盆河控高建设性三角洲,主要含油层系长 6₁ 形成于三角洲建设高峰期,以水下分流河道为主。河道砂体由于受多期叠置的影响,整体上具有层次性和结构性特征。层次性指因晚一期河道沉积对早一期河道砂体改造强度不一所表现出的砂体叠置特征,结构性即不同期次砂体之间的叠置方式及砂体内部的结构特征^[14]。

安塞特低渗储层长 6₁ 油层物性差,原始含水饱和度高,应力状态复杂,方向不稳定,天然裂缝、压裂缝和动态缝随机分布,造成后期注水具有多方向水窜、水淹和过早高含水的特点,非均质砂体发育,油井自然产能低,目前已进入“高含水、高采出程度”阶段。

1.2 小层内部单砂体细分与对比

单砂体指自身垂向上和平面上都连续,但与上、下砂体间有泥岩或者不渗透夹层分隔的砂

体^[15]。针对王窑区延长组油藏洪积扇块状砾岩体、扇三角洲辫状河砂体横向上变化快、类型复杂多样的特点,研究区统层对比应在沉积体时空演化模式指导下,将现代三角洲分流河道沉积研究成果和野外类似储层露头观测结果与井下电测曲线结合起来。将产层长 6_1^1 划分为长 6_1^{1-1} 、长 6_1^{1-2} 和长 6_1^{1-3} 小层。单砂体划分结果表明:长 6_1^{1-1} 单砂体厚度小,分布不稳定;长 6_1^{1-2} 单砂体和长 6_1^{1-3} 单砂体是主力产层,属于三角洲前缘水下分流河道多期叠加沉积,泥质夹层、钙质夹层及物性夹层(由于孔隙度和渗透率降低形成的夹层)均很发育,层间非均质性强,平面分布不稳定,变化快;长 6_1^2 砂体厚度变化快,分布不稳定,物性普遍较差。在原有分层的基础上,以三角洲前缘亚相单期沉积为依据,结合岩电组合特征(岩性组合和电性特征)比较明显的次小旋回层段,将长 6_1^{1-2} 主力油层细分为 4 个单油砂体,分别为 6_1^{1-2-1} 、 6_1^{1-2-2} 、 6_1^{1-2-3} 和 6_1^{1-2-4} ,每个单油砂体厚 1~2 m,单砂体之间发育薄泥质夹层或层间接触面,特征明显(图 1)。

通过在野外剖面指导下的井间砂体连通关系对比(图 2),可以发现井间单砂体变化快、连通性差,反映本区多期河道叠加成因的侧向复合砂体特征,并可大致分成三类储层。对比结果表明,各储层在剖面上夹层的出现频率相差不大,长 6_1^{1-2} 和长 6_1^{1-3} 夹层相对较发育。在平面上,夹层频率高的区域往往出现在河道和靠近分流间湾泥质沉积之间。这是由于在河道主体带上,泥质夹层不易保留,在远离河道主体带部位,延伸至此的砂体也减少,砂层间的夹层自然也少,而恰恰在二者之间,一般砂体均可延伸到,加上泥质夹层不易被冲刷掉,因此夹层出现频率较高之处往往在主河道与分流间湾泥质沉积处之间的部位。

2 单砂体压裂模拟

2.1 岩体力学模型建立

在单砂体细分的基础上,应用测井曲线和沉积相模型来建立低渗透储层三维岩体力学模型。岩体力学参数的求取一般是通过声波陈列测井曲线资料获得,但由于此类特殊测井费用昂贵,很难在全区范围内开展。因此,本文首先利用王窑加密调整试验区王检 16-157 井 X-MAC 测井资料获得的横波信息,结合密度、纵波信息,计算得到长 6_1^1 层岩体力学参数,然后建立岩体力学参数与常规测井资

料之间的关系,编制常规测井资料,绘制岩体力学参数和地应力参数的图版,分析岩体力学参数与常规测井曲线的相似性,用多元统计回归方法求出两者之间的相关参数及回归方程。利用该回归方程求取常规测井曲线油井井筒附近的泊松比、杨氏模量等岩石力学参数。通过井间对比,建立井间岩体力学性质变化规律。

设置模型网格精度: X 、 Y 和 Z 方向为 $5\text{ m} \times 5\text{ m} \times 0.2\text{ m}$ 。模型层位从上至下依次为长 6_1^{1-1} 小层、长 6_1^{1-2-1} 单砂体、长 6_1^{1-2-2} 单砂体、长 6_1^{1-2-3} 单砂体、长 6_1^{1-2-4} 单砂体、长 6_1^{1-3} 小层、长 6_1^2 小层(图 3)。网格精度和模型层位的设置基本上满足油田生产的需要。

通过对所建模型主力层位与非主力层位杨氏模量、泊松比概率统计分布的研究,可以发现:主力层位河道砂体发育部位的杨氏模量主要集中在 $4.9 \times 10^6 \sim 5.8 \times 10^6\text{ psi}$ ($1\text{ psi} = 6.895\text{ kPa}$)之间,泊松比主要集中在 0.2~0.25 之间;杨氏模量总体分布范围在 $4.5 \times 10^6 \sim 6.5 \times 10^6\text{ psi}$ 之间,泊松比总体分布范围在 0.15~0.3 之间,基本上符合正态分布。主力层位的泊松比均值比非主力层位的泊松比均值小 0~0.3,反映主力层位砂岩含量较高、泥质含量较低的特点,说明主力层发育在水下分流河道沉积相,储层物性较好。在主力层内部,可以看到稳定的条带状的泊松比较高值区域,指示在主力层内形成的稳定的泥质隔夹层,说明储层由多期河道叠加形成。在压裂施工参数相同的情况下,水力压裂过程中裂缝形成的几何形态与岩体的力学性质及地应力场的分布有着紧密的联系。杨氏模量是反映岩石骨架弹性变形程度的参数,其值越大,岩石越不容易发生形变;泊松比反映掩饰的弹黏性变化,随应力的增大而增大,泊松比越大,岩石的塑形越弱,易发生破裂。储层上下围岩(如泥岩)与细砂岩相比,杨氏模量较低,泊松比较大。水力压裂裂缝宽度与杨氏模量呈反比,杨氏模量越小,裂缝宽度越大,因此在储层中容易形成宽缝,在压裂液总量一定的前提下,裂缝长度将受到限制,进而影响压裂效果。综上所述,建模结果表明井间岩石力学参数变化快,同时也反映出力学性质的变化对后期压裂延伸的影响很大,会形成不对称的裂缝展布,裂缝在井间变化的随机性更强。

2.2 三维应力场模型建立

影响裂缝几何形态分布最主要的因素是地应力

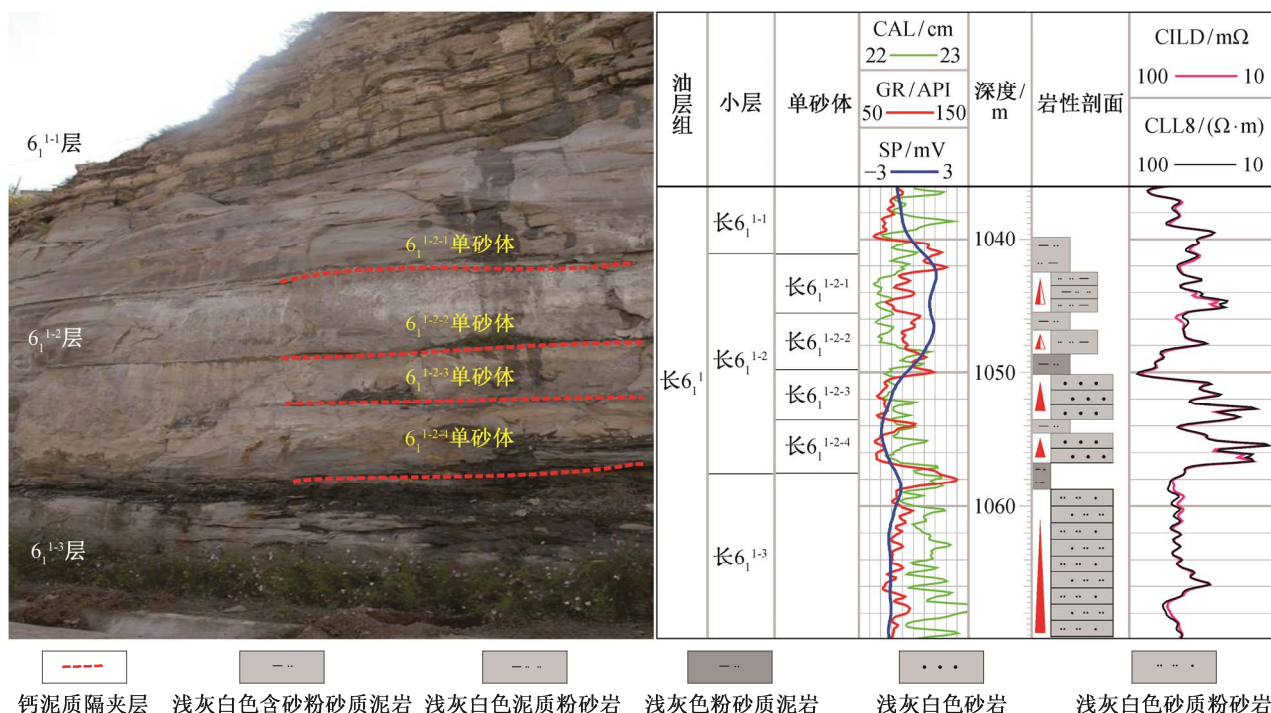


图 1 长 6_1^1 油层野外露头照片及王检 16-157 井测井综合图
Fig. 1 Outcrop photo of Chang- 6_1^1 reservoir and logging comprehensive figure of well WJ16-157

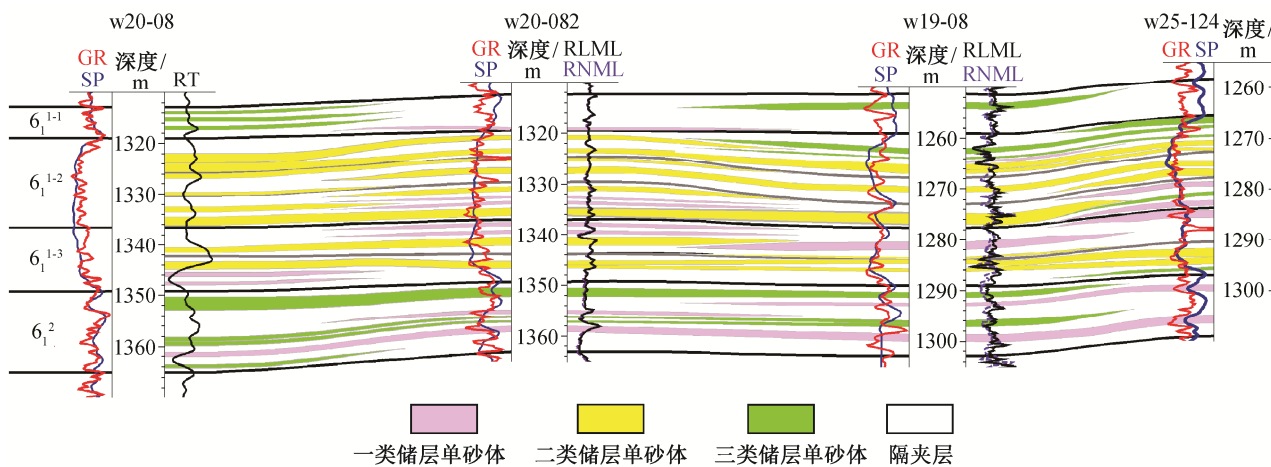
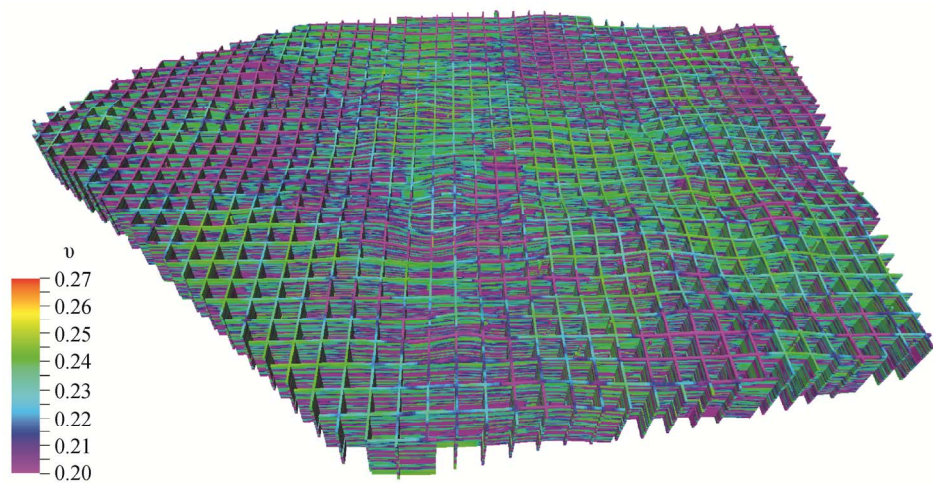


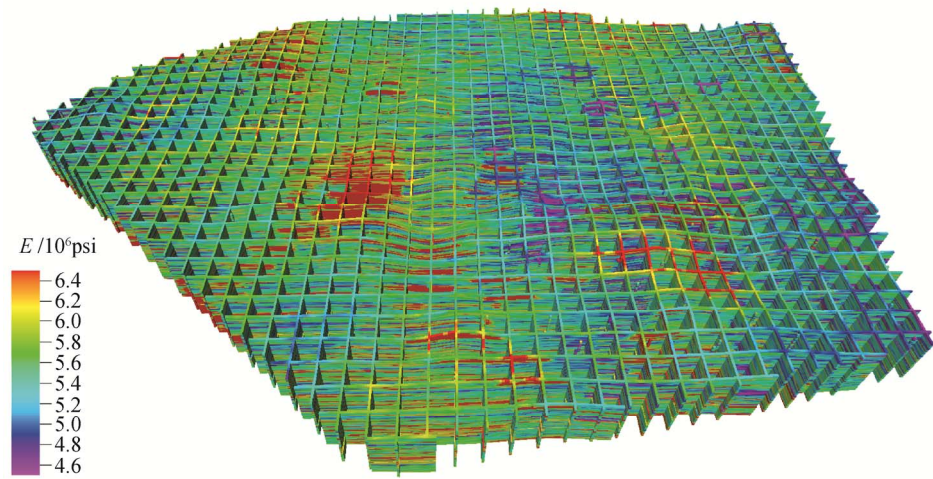
图 2 在野外剖面横向变化模型指导下的从王 20-08 井至王 25-124 井连井剖面对比
Fig. 2 Sections parallel of wells from well W20-08 to well W25-124 under the guidance of lateral changes of profile in the field model

的分布。地应力主要由重力应力、构造应力和流体压力叠加而成。产层与隔夹层的应力差大小直接影响裂缝扩展的几何形态。当隔夹层应力差相对于净压力较大时,裂缝在隔夹层中延伸的范围较小;当净压力接近隔夹层应力差时,裂缝在隔夹层中延伸范围明显增大,且在应力差较小的隔夹层扩展较快^[16]。

在上述已建立的三维岩体力学模型的基础上,结合现场孔隙流体压力资料,根据总应力计算公式(式(1)),求取每个网格节点的垂直应力、构造应力和流体孔隙压力,再依据叠加原理,将3种应力矢量叠加在一起,得到三维空间任一点的总地应力。然后,利用射线追踪法,判识井筒以外最大应力节点,并依次连接起来,确定三维空间最大主应力方向,



(a) 泊松比分布模型



(b) 杨氏模量分布模型

图3 王窑加密调整试验区长6油层岩石力学参数三维空间连续变化栅状模型

Fig. 3 3D-geomachanical parameters model of Chang-6 reservoir in Wangyao encryption adjustment test area

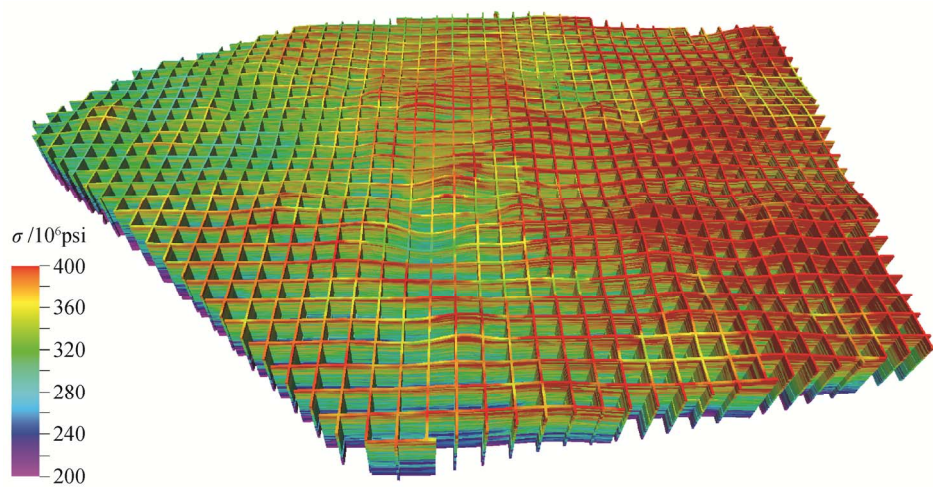


图4 王窑加密调整试验区长6油层岩总应力场三维空间连续变化栅状模型

Fig. 4 3D-stress field model of Chang-6 reservoir in Wangyao encryption adjustment test area

从而获得非均质各向异性储层三维空间任一质点应力的方向,建立总应力三维分布模型(图 4)。

$$\sigma = \nu / (1-\nu) [D_{iv} \gamma_{ob} - \alpha_v (D_{iv} \gamma_p + P_{off})] + \alpha_h (D_{iv} \gamma_p + P_{off}) + \epsilon_x E + \sigma_t, \quad (1)$$

式中, σ 为闭合压力(psi), ν 为泊松比, D_{iv} 为垂直深度(ft, 1 ft=0.3048 m), γ_{ob} 为上覆岩层的应力梯度(psi/ft), γ_p 为孔隙压力梯度(psi/ft), α_v 为垂向 Biot's 常数, α_h 为水平 Biot's 常数, P_{off} 为补偿孔隙压力(psi), ϵ_x 为水平应变, E 为杨氏模量(10^6 psi), σ_t 为水平构造应力。

王窑加密调整试验区总地应力模型在平面上分布不均,总体趋势是东部偏高,西部偏低。非主力层(6_1^{1-1})总应力值较主力层(6_1^{1-2})总应力值高,在压裂施工过程中,非主力层不容易被压开,加之非主力层泥质含量较高,岩石韧性较强,不易形成较大规模的有效裂缝。在主力层内部虽然总应力值普遍偏低,但可以看见内部存在稳定的极薄的应力值较高的区域,应力高值区域与应力低值区域频繁交替分布,在小层内部形成稳定的应力夹层。主力层内部发育的应力夹层会制约压裂裂缝的扩展,裂缝纵向延伸规模较小,油层有效动用程度低。

2.3 全缝长压裂数值模拟

全缝长压裂指压裂后裂缝在井筒以外的实际分布状况,包括井筒两侧不对称分布的缝长、缝高、缝宽、走向、倾向等。由于多期河道叠加致密砂岩储层非均质性强,以往研究中模拟出的半缝长裂缝(即左右对称的裂缝)不符合陆相致密砂岩储层地下裂缝展布的实际情况。全缝长压裂数值模拟综合考虑地质体三维空间上任意一点与压裂密切相关的各向异性网格节点数值模型,进行人工裂缝全缝长三维数值模拟,定量地计算井点以外裂缝的实际产状,较为真实地表征地下裂缝分布情况^[17]。本文全缝长裂缝数值模拟根据三维弹性理论计算水力压裂人工裂缝形态,考虑单砂体压裂裂缝扩展机理,着重研究压裂过程中裂缝的垂向扩展机理。影响裂缝垂向扩展的因素主要有:产层与隔夹层的原地应力差,产层与隔夹层的弹性模量差,产层与隔夹层的断裂韧性差,产层与隔夹层间的界面特性,缝中压裂液分布,压裂液的流变性和黏度效应,等等^[18-19]。此外,地层的非均质性和天然裂缝以及压裂液的滤失特性、压裂液注入速度等也对裂缝的垂向扩展产生影响^[16]。

网格化模型设计对于裂缝模拟精度至关重要,

网格节点密度、网格形状、展布方向取决于地层产状、储层厚度、射孔段位置、井网密度、可能的裂缝规模等。将属性模型中的值输入压裂计算软件,可以得出各属性在已网格化界面上的分布图,即可模拟出井筒附近的裂缝展布形态。从模拟的裂缝中(图 5)可以看出,压裂并没有压开隔夹层,没有形成有效的裂缝通道。本文全缝长裂缝数值模拟根据三维弹性理论计算水力压裂人工裂缝形态,同时考虑压裂液与地层的对流转换,所以适用于计算各种裂缝形态的扩展,能够更为真实地预测裂缝形态、支撑剂分布以及压裂施工动态特征,尤其适用于对复杂裂缝情况的定量分析。

3 实施效果及评价

以王 24-7 井为例。该井油层厚度为 15 m,孔隙度为 14.5%,渗透率为 $1.53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度为 54.0%,1991 年 10 月全面投入注水开发。受研究区最大主应力影响,主向井裂缝性水淹后转注形成排状注水,目前月注采比为 1.8~2.0,平均地层能量保持水平为 107.3%。该井于 1989 年 4 月投产,投产初期平均日产液 4.63 m³,日产油 3.78 t,含水 2.9%。2004 年 8 月实施解堵措施,措施有效时间短。2006 年 1 月,产能持续下降。2007 年 4 月实施解堵措施,措施效果不明显。目前日产液 1.32 m³,日产油 0.39 t,含水 65.9%,动液面深度为 1074 m。该井对应 3 口注水井,只注水长 6_1^{1-2} 层,王 25-8 井、王 26-7 井和王 26-81 井累注水分别为 119400、99200 和 9000 m³。王 24-7 井 2011 年测地层压力为 9.78 MPa,压力保持水平为 107.1%,地层能量充足。综合分析认为,该井渗流能力下降,导致长期低产低效。下一步实施复压引效,提高单井产能。

对王 24-7 井长 6_1^{1-2} 小层,应用前述单砂体压裂模拟流程,在单砂体细分的基础上,结合裂缝扩展机理,开展全缝长压裂数值模拟研究。图 5 为整体压裂模拟的裂缝,图 6 为单砂体细分后压裂模拟的裂缝。从图 5 可以看出,虽然是整体压裂,但是由于中间隔夹层的影响,形成稳定的应力隔夹层,长 6_1^{1-2-2} 单砂体和长 6_1^{1-2-3} 单砂体并没有得到有效的连通。整体压裂裂缝向高渗透率的储层延伸,长 6_1^{1-2-1} 单砂体和长 6_1^{1-2-2} 单砂体的裂缝延伸较长,长 6_1^{1-2-3} 单砂体和长 6_1^{1-2-4} 单砂体的裂缝延伸较小。通过对每个射孔段进行单独压裂(图 6)可以发

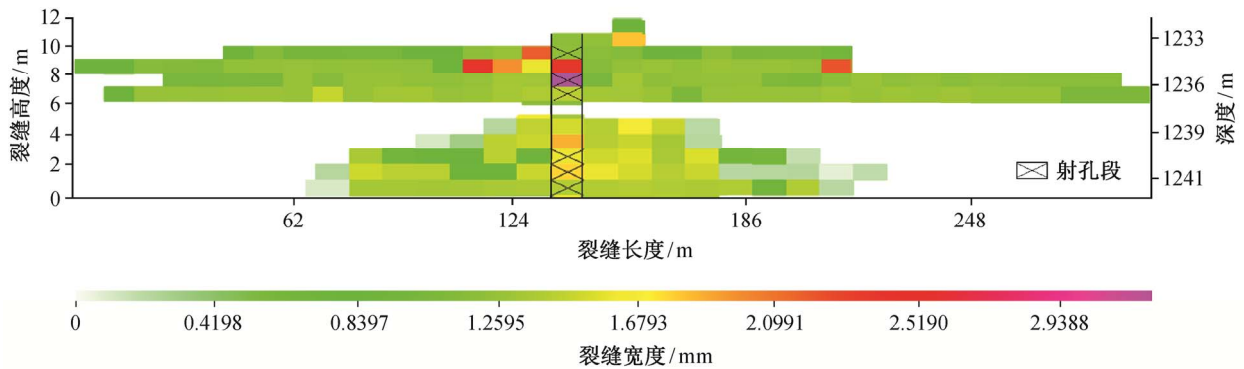
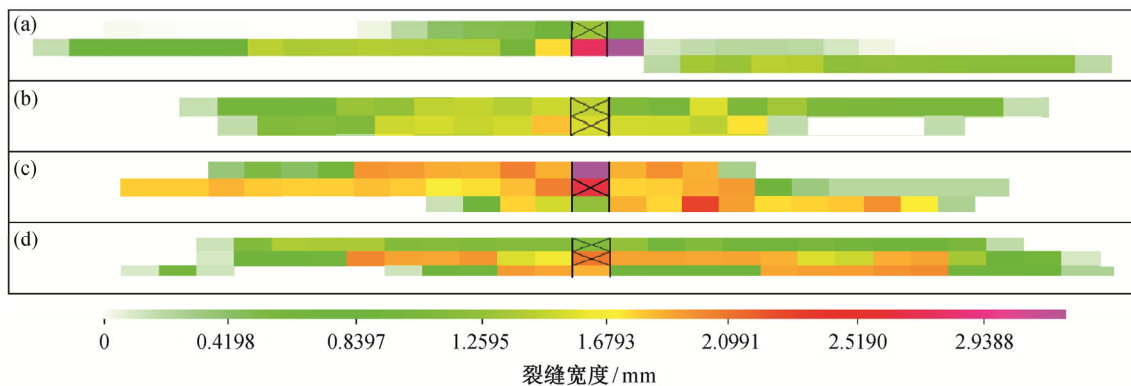


图5 王24-7井整体压裂全缝长模拟展布

Fig. 5 Crack distribution of integral hydraulic fracturing full-length numerical simulation of well W24-7



(a) 长 6_1^{1-2-1} 单砂体模拟展布, 垂直速度 1233 m; (b) 长 6_1^{1-2-2} 单砂体模拟展布, 垂直速度 1236 m; (c) 长 6_1^{1-2-3} 单砂体模拟展布, 垂直速度 1239 m; (d) 长 6_1^{1-2-4} 单砂体模拟展布, 垂直速度 1241 m

图6 王24-7井单砂体全缝长压裂模拟展布

Fig. 6 Crack distribution of single sand body hydraulic fracturing full-length numerical simulation of well W24-7

现, 长 6_1^{1-2-3} 单砂体和长 6_1^{1-2-4} 单砂体的裂缝延伸比整体压裂的裂缝延伸规模长, 说明长 6_1^{1-2-3} 单砂体和长 6_1^{1-2-4} 单砂体延伸范围较小, 裂缝没有完全张开, 小层内油层并没有得到很好的动用, 剩余油潜力较大。因此, 对王24-7井进行重复压裂, 以动用 6_1^{1-2-3} 单砂体和长 6_1^{1-2-4} 单砂体内油藏。

2014年7月对王24-7实施重复压裂措施后, 王24-7井平均日产油1.28 t左右。该井重复压裂之前平均日产油基本上在0.39 t左右, 增产效果明显。图7为王24-7井重复压裂前后油井生产曲线, 图8为重复压裂后的裂缝展布形态。与压裂之前相比, 长 6_1^{1-2-3} 单砂体和长 6_1^{1-2-4} 单砂体裂缝有明显的增长, 沿单砂体内部横向延伸, 纵向高度为3~5 m, 应力隔夹层对裂缝的垂向扩展起到很好的封隔作用。

对王窑加密调整试验区内所有油井进行全缝长

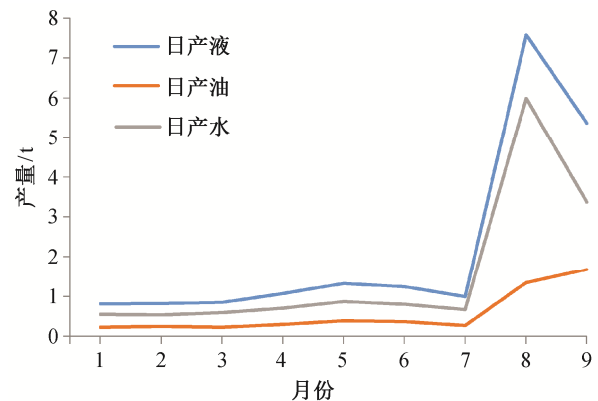


图7 王24-7井重复压裂前后生产动态曲线

Fig. 7 Production performance curve of well W24-7 before and after the repeated fracturing

压裂数值模拟, 结果表明, 受应力和非均质储层变化的影响, 纵向层间压裂规模差异大, 裂缝左右两翼大多呈不对称状, 60%的油井单井、单层压裂缝

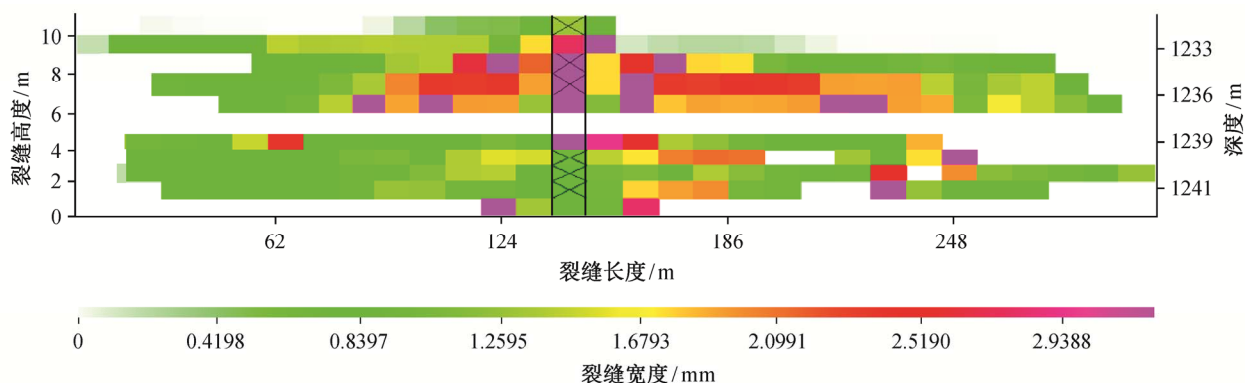


图 8 王 24-7 井重复压裂后裂缝展布

Fig. 8 Crack distribution of well W24-7 after the repeated fracturing

纵向延伸规模较小, 平均在 4~8 m 之间。在一次合压过程中, 很难将纵向上的几个层同时压开, 往往只压开一两个层, 其他层压开程度很小。这是由于小层内稳定隔夹层形成的稳定应力夹层的影响, 小层内纵向压裂裂缝并没有形成有效的沟通裂缝, 纵向储层改造和动用程度不均, 剩余潜力大。

参考王 24-7 井单砂体压裂措施, 对安塞油田王窑加密区内的 11 口采油井进行重复压裂改造, 10 口井有效平均日增油达 1.2 t 以上, 平均含水量从 50% 下降到 40% 左右(表 1), 取得较好的实施效果。

4 讨论

安塞油田长 6_1^{1-2} 主力油层为多期河道叠加的侧向复合砂体, 小层内钙质、泥质夹层非常发育, 形成的稳定应力夹层对压裂裂缝的形态起重要作用, 即压裂裂缝形成的缝高不能穿透隔夹层, 形成与产层相连通的有效裂缝。安塞油田为典型的特低渗透油藏, 无论是压裂改造, 还是在注水开发过程中产生的动态缝, 岩石的破坏方式都是张性破坏。

选取不同井段岩芯和同一口井同一岩芯不同方向钻取岩样进行抗拉强度实验, 除不同井段之间抗拉强度差异较大外, 同一岩芯不同方向也具有一定的差异, 垂直方向的岩石抗拉强度一般大于水平方向, 说明沿水平方向岩石容易破裂, 这也从理论上证明王窑区块纵向上不容易压窜。随着油田的不断勘探开发, 开发初期形成的裂缝会随着采油程度的不断加大、地层压力的下降而逐渐闭合, 因此, 应对油井实施重复压裂, 使其产生新的裂缝来增加油井产能。

通过对研究区单砂体细分, 可以得到主力油层长 6_1^{1-2} 小层中长 6_1^{1-2-1} 单砂体的平均厚度为 3 m, 长 6_1^{1-2-2} 单砂体的平均厚度为 4 m, 长 6_1^{1-2-3} 单砂体的平均厚度为 5.5 m, 长 6_1^{1-2-4} 单砂体的平均厚度为 4.2 m。水力压裂井中, 由于压力的变化, 地层被强制压开一条较大裂缝。沿着这条主裂缝, 能量不断向地层中辐射, 形成主裂缝周围地层的张裂或错动。这些张裂和错动可以向外辐射弹性波地震能量(包括纵波和横波), 压裂裂缝微地震监测技术就是通过收集这些弹性波信号, 结合模型来解释地下裂缝的情况^[20]。结合王加 25-032 井、王加 25-053 井和王加 25-034 井的地面微地震报告, 得出置信度为 75% 时裂缝高度分别为 6, 4.2 和 5.5 m, 说明裂缝的扩展高度仅为一个单砂体的高度, 裂缝并没有穿透隔夹层继续扩展延伸。

我们认为产生此现象的原因一方面是由于泥、钙质隔夹层的杨氏模量较低, 泊松比较高, 与产层之间形成较大的应力差, 压裂过程中并没有将隔夹层压开, 形成与产层相连通的有效裂缝通道; 另一方面, 即使在压裂过程中隔夹层被压开产生裂缝, 但是随着压裂过程的结束, 由于泥质隔夹层的韧性较好, 当没有足够的压力时, 新张开的裂缝随之闭合, 并没有形成有效的裂缝。

致密砂岩裂缝闭合受到内因及外因两个方面的影响。外部因素主要是岩石所处应力平衡状态的改变(如岩石承受构造应力改变, 孔隙压力变化, 钻井过程中泥浆液柱压力的变化等), 使裂缝产生闭合或张开的趋势。致密砂岩本身岩石学特征是影响其形变的内部因素, 主要包括岩石组分、颗粒间的接触关系、胶结方式以及裂缝的特征等等^[21]。压力

表 1 2014 年措施选井实施效果跟踪情况
Table 1 Effect tracking table of selected wells of 2014 measurements

序号	井号	措施要求	具体措施	措施日期	措施前			
					日产液/m ³	日产油/t	含水量/%	动液面
1	王 20-05	复压		2014-07-26	1.39	1.06	9.3	1176
2	王 24-7	复压		2014-08-16	1.32	0.39	65.9	1074
3	王 10-151	复压		2014-08-21	5.02	2.12	49.7	357
4	王 19-101	复压		2014-08-23	1.74	1.13	22.4	922
5	王 23-012	复压补孔	原射孔段长 6_1^{1-2} , 补孔长 6_1^{1-2} 单采	2014-07-13	4.68	0.16	95.9	1033
6	王 266-16	复压补孔	原射孔段长 6_1^{1-2} , 补孔长 6_1^{1-2} 层合采	2014-08-12	0.80	0.49	21.3	1146
7	王 265-12	复压补孔	补孔长 6_1^{1-2} 小层 6_1^{1-2-3} 和 6_1^{1-2-4} 单砂体	2014-08-04	1.97	1.42	14.8	1152
8	王 29-061	复压补孔	补孔长 6_1^{1-2} 小层 6_1^{1-2-3} 和 6_1^{1-2-4} 单砂体	2014-08-04	1.35	0.97	14.3	1027
9	王 22-074	复压补孔	补孔长 6_1^{1-2} 小层 6_1^{1-2-3} 和 6_1^{1-2-4} 单砂体	2014-08-12	2.42	1.13	44.0	1094
10	王 22-06	复压补孔	补孔长 6_1^{1-2} 小层 6_1^{1-2-3} 和 6_1^{1-2-4} 单砂体	2014-09-11	1.61	0.90	34.0	1196
11	杏 14-161	补孔	原射孔段长 6_2 , 补孔长 6_1^{1-2} 层合采	2014-09-10	0.68	0.49	14.8	1263

序号	井号	措施后				有效天数	累计增油/t	单井日增油/t
		日产液/m ³	日产油/t	含水量/%	动液面			
1	王 20-05	3.60	2.53	16.3		114	184.96	1.62
2	王 24-7	3.11	0.95	63.7	1041	96	91.48	0.95
3	王 10-151	4.93	2.48	40.1	427	92	164.36	1.79
4	王 19-101	3.41	1.81	36.8		89	43.59	0.49
5	王 23-012	4.82	1.10	72.9	334	121	123.51	1.02
6	王 266-16	3.49	2.25	23.2	753	98	203.57	2.08
7	王 265-12	2.92	1.91	22.3		102	99.00	0.97
8	王 29-061	3.48	2.49	14.8		105	201.15	1.92
9	王 22-074	4.40	1.23	66.8		70	11.31	0.16
10	王 22-06	1.23	0.59	42.8		5	0.42	0.08
11	杏 14-161	1.36	1.05	8.5	1268	73	48.63	0.67

下降是与滤失量以及裂缝宽度的变化紧密联系在一起的^[22], 因此压裂施工停泵后, 随着井底压力的降低, 泥质隔夹层的韧性较强, 裂缝宽度逐渐减小, 裂缝随之闭合。

5 结论

1) 对安塞油田的单砂体细分和对比结果表明: 长 6_1^{1-2} 主力油层系纵向上物性差异大, 剖面动用不

均, 夹层出现频率较高处往往在主河道与分流间湾泥质沉积处之间的部位, 井间变化非常快, 连通性差, 符合多期河道叠加成因的侧向复合砂体特征。

2) 岩体力学性质的变化对后期压裂延伸的影响很大。研究区井间岩石力学参数连续变化快, 地应力东高西低, 分布不均, 形成不对称的裂缝展布, 并使裂缝在井间变化的随机性更强。单砂体细分全缝长数值模拟已验证这一点。

3) 运用本研究模型, 对 11 口井实施的措施增产效果较好, 说明压裂改造后裂缝沿单砂体内部横向延伸, 应力隔夹层对裂缝的垂向扩展起到很好的阻隔作用, 层内压窜的可能性很小, 纵向保守射孔使纵向有效动用程度普遍降低。

4) 单砂体细分与对比对于认清地下储层的连通情况具有重要的指导意义。在此基础上, 结合精细的岩体力学模型和应力场模型进行单砂体全缝长数值模拟, 对动用程度不高的单砂体进行重复压裂, 可以有效提高油井单井产量, 具有显著应用价值。

参考文献

- [1] 吉德利 J L. 水力压裂技术新进展. 蒋阗, 单文文, 译. 北京: 石油工业出版社, 1995
- [2] Fast C R, Holman G B, Cavlin R J. The application of MHF to the tight muddy "J" formation Wattenberg field, Colorado // Annual Technical Meeting. Calgary: Petroleum Society of Canada, 1976: No. 7612
- [3] McCain W D, Voneiff G W, Hunt E R, et al. A tight gas field study: carthage (cotton valley) field // SPE Gas Technology Symposium. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 1993, SPE 26141: 35-49
- [4] Rahim Z, Holditch S A. The effects of mechanical properties and selection of completion interval upon the created and propped fracture dimensions in layered reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1995, 13(1): 29-45
- [5] Burns R A, Poulson T D, Finch R W, et al. Reservoir and completion study improves results in the deep Red Fork formation // SPE mid-continent operations symposium. Denver: Society of Petroleum Engineers, 1998: 185-196
- [6] Finch R W, Aud W W, Robinson J W. Evolution of completion and fracture-stimulation practices in Jonah field, Sublette County, Wyoming // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver: Society of Petroleum Engineers, 1997: 521-531
- [7] Abdideh M, Ahmadifar A. Prediction of geomechanical modeling and selection of suitable layer for hydraulic fracturing operation in oil reservoir (South West of Iran). *European Journal of Environmental and Civil Engineering*, 2013, 17(10): 968-981
- [8] 陈广, 时立峰. 渤南油田义 65、义 37 区块整体压裂试验. *石油钻采工艺*, 1987(4): 45-50
- [9] 温庆志, 蒲春生, 曲占庆, 等. 低渗透、特低渗透油藏非达西渗流整体压裂优化设计. *油气地质与采收率*, 2009, 16(6): 102-104
- [10] 王益维, 张士诚, 李宗田, 等. 低渗油藏整体压裂数学模型研究与应用. *钻采工艺*, 2010, 33(3): 64-66
- [11] 王志刚, 孙玉玲. 影响低渗透油田重复压裂效果的研究. *石油学报*, 1990, 11(3): 50-59
- [12] 陈惟国, 孙敏, 梁利平, 等. 提高分层选压效果技术研究. *石油钻采工艺*, 2003, 25(4): 67-70
- [13] 翁定为, 蒋廷学, 胥云, 等. 安塞油田重复压裂选井选层研究. *石油钻采工艺*, 2008, 30(4): 58-62
- [14] 秦润森, 廖新武, 冯鑫, 等. 秦皇岛 32-6 油田南区明下段 I 油组 3 小层河道砂体叠置类型及其动态响应特征. *油气地质与采收率*, 2014, 21(3): 15-19
- [15] 李兴国. 陆相储集层沉积微相与微型构造. 北京: 石油工业出版社, 2000
- [16] 陈治喜, 陈勉, 黄荣樽, 等. 层状介质中水力裂缝的垂向扩展. *石油大学学报: 自然科学版*, 1997, 21(4): 23-26
- [17] 吴文娟, 师永民, 王小军, 等. 超低渗油气藏非对称压裂数值模拟理论及应用. *北京大学学报: 自然科学版*, 2012, 48(6): 895-901
- [18] Hudson J A, Cornet F H, Christiansson R. ISRM suggested methods for rock stress estimation — part 1: strategy for rock stress estimation. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2003, 40(7): 991-998
- [19] Biot M A, Medlin W L, Masse L. Fracture penetration through an interface. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1983, 23(6): 857-869
- [20] 刘建中, 王春耘, 刘继民, 等. 用微地震法监测油田生产动态. *石油勘探与开发*, 2004, 31(2): 71-73
- [21] 颜海. 致密砂岩储层裂缝闭合机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2006
- [22] 汪翔. 裂缝闭合过程中压裂液返排机理研究与返排控制[D]. 廊坊: 中国科学院渗流流体力学研究所, 2004