

南海薄互层状储层水平井控缝高压裂模拟研究

冯高城¹, 姚为英¹, 匡腊梅², 陈凯¹, 冯钊¹, 张云鹏¹, 张雨¹, 马良帅¹, 熊俊杰¹

1 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司; 2 中海石油(中国)有限公司深圳分公司

摘要 我国南海存在储量规模较大的深层砂岩油田,采用常规开发技术的单井产量无法满足海上油田开发的经济门槛要求,以致于有效动用储量困难。以南海珠江口盆地陆丰凹陷H油田深层系储层为例,通过地质特征与压裂可行性分析,提出了基于排驱压力的储层分类方法,拟解决储层改造后天然渗流空间极限增容表征的难题。针对薄互层状储层压裂存在的裂缝起裂困难与过度延伸等问题,通过综合地震、测井、实验、工艺等数据,研究了岩石综合三维脆性指数表征方法,建立了组合控缝高压裂的三维数值模型。研究表明:组合控缝新工艺和薄互层状储层特征相适配,压裂造缝可有效起裂与适度延展,增强了天然储集体与压裂缝之间的油气渗流能力,单井产能大幅度释放,产能增幅有效期相对较长。研究成果为海上低渗透油田大规模开发提供了依据。

关键词 薄互层; 深层; 低渗透储层; 水平井; 控缝高; 压裂; 三维数值模拟; 南海

中图分类号: TE357.2 **文献标识码**: A

0 前言

随着海洋石油边际油藏、低渗油藏、稠油油藏未动用储量规模的逐年增大,低渗油田的有效动用已成为生产和研究的热点。现阶段,南海的低渗油藏仅依靠常规技术进行开发,手段较为单一,尚未取得理想的开发效果,存在大量未动用的、亟待开发的低渗探明储量。这些未动用储量由于储层物性差、自然产能低、天然能力供给有限,必须通过压裂工艺才能工业开发。考虑开发经济门槛限制,水平井控缝高压裂是一种相对可行的开发途径,通过分段压裂,实现多个低渗油层的有效沟通。但是,存在由于层间物性差异过大,导致压裂施工过程中多个起裂点同时起裂、裂缝延伸形态复杂、裂缝生长过程相互干扰、支撑剂传输困难等诸多问题^[1-2]。因此,为增强压裂工艺的适用性、提高储层改造后的油气生产能力,有必要开展裂缝起裂与延伸机制研究,而水力压裂数值模拟是该项研究的重要手段。

水力压裂模拟基于多孔介质流-固耦合的基本方程,应用有限元法、离散元法、边界元法和扩展有限元法等模拟方法揭示压裂演化历程^[3]。水力压裂

模拟目前仍局限于二维均质模型和拟三维模型^[4-10],只适用于裂缝高度被限制在储层厚度以内的情况,无法考虑裂缝穿透隔层或者盖层的情况,模拟方法具有较强的局限性,其经典数学模型有KGD和PKN模型。为解决裂缝纵向延展的问题,有的学者^[11-12]提出了从二维模拟向全三维模拟过渡的拟三维模型,如均质三维P3D裂纹模型、平面三维PL3D模型,较经典的二维模型能够更加精确地反映裂缝在纵向上的延伸状态。目前,常用的水力压裂模拟技术仍局限于拟三维模型,但由于在压裂实施过程中影响因素较多,理想化条件假设较多的拟三维模型仍面临诸多有待提升之处。现有的模型改进方向仍然是围绕裂纹几何形态、裂纹内流体控制方程、压裂液滤失机理、压裂液返排规律等。如Vandamme等^[13]通过对三维水力压裂的裂缝内流体压力和黏度、排量与地应力等因素分析,提出了全三维裂缝扩展模型。

总体上,全三维压裂模拟主要考虑模拟过程中的工艺参数和裂缝生长表征等,而对于储层地质特征的综合性模拟研究较少。由于压裂过程中储层强非均质性造成岩石力学特性空间分布的不均衡

收稿日期: 2020-10-12; 改回日期: 2021-11-17; 网络出版日期: 2022-08-09

本文受中海油能源发展重大专项“南海油田增储上产配套技术研究与应用”的子课题“近井复杂流动模拟与油藏耦合技术研究”(项目编号: HFZXKT-CJ2020-0202)资助

第一作者: 冯高城, 硕士, 高级工程师, 现从事海洋油气开发方面的研究工作。通信地址: 300452 天津市滨海新区渤海石油路滨海新村西区合作楼; E-mail: fenggh3@cnooc.com.cn

性,致使压裂模拟对裂缝生长形态及机制的刻画不够精细。国内外学者就储层各向异性对水力压裂的影响进行了积极探索和实践,建立了各种模型,如虚拟多维内连结键模型^[14]、非均质各向异性损伤模型^[15]、力学单元强度起裂模型^[16],但仍存在诸多亟待完善之处。为此,本文以南海珠江口盆地陆丰凹陷H油田为例,进一步探索薄互层状强非均质性储层的三维压裂模拟,即在新部署水平井无水平段测井资料,但在邻井测井数据较为丰富的情况下,研究水平井分段控缝高压裂工艺在海上薄互层状储层的适用性,综合地质因素提高三维压裂模拟的预测精度,以减小后续压裂的不确定性与潜在的施工风险。

1 深层薄互层储层开发难点

南海珠江口盆地陆丰凹陷H油田由于受拉张应力作用,断层系统发育复杂,同沉积构造演化造成了物源方向的多期性,形成了滨浅湖—辫状河三角洲沉积体系。自下而上发育文昌组、恩平组、珠海组、珠江组等多套层系,其中主力产层文昌组储层埋深大于2 500 m,含油井段长达736 m,属于辫状河三角洲前缘沉积的深层系储层,频繁的水动力变化致使砂泥互层特征明显。目标区块文昌组储层可细分为6个油组,文一油组至文三油组属于文昌组上段,文四油组至文六油组属于文昌组下段。

以研究区文五油组的510砂组为例,在主控断层与次生断层的共同作用下,含油砂体平面分布不均衡(图1),而且油富集程度与砂体厚度呈正相关。总体上,深层系发育多套含油砂组,顶部文一油组和底部文六油组具有砂体厚度大、砂体厚度变化快、隔夹层波动较强等特点(图2)。该油藏压裂开发面临以下2个难点。

难点1 储层横向上变化大,断裂较发育,岩性较为复杂,非均质性较强。研究区受两条主控断层影响,发育14条分支小断裂,储量丰度较低。受断裂与双向水动力影响,砂体沉积相变化快。储层岩性以岩屑石英砂岩及长石石英砂岩为主。储层物性整体较差,平均孔隙度为12.6%,渗透率为 $16.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;同时,储层非均质性强,平均变异系数为0.72,突进系数为3.83。储量局部富集与强非均质性,致使水平井分段压裂的精细设计难度大。

难点2 纵向上夹层差异大、层内脆性指数高、力学参数变化频次高。在含油井段内地层温度达到150℃以上,砂泥岩交互分布。文昌组上段遮挡作用较弱,下段夹层发育频率较高,纵向遮挡相对较好,夹层密度为48.62%。特别是,文昌组下段储层中的石英等脆性矿物含量高达80%、矿物脆性指数达到45%以上,弹性模量最大差异达15.5 GPa,地应力差为3.8~7.7 MPa。夹层变化剧烈及砂体延展等不确定性,致使压裂液优选与规模设计的难度大。

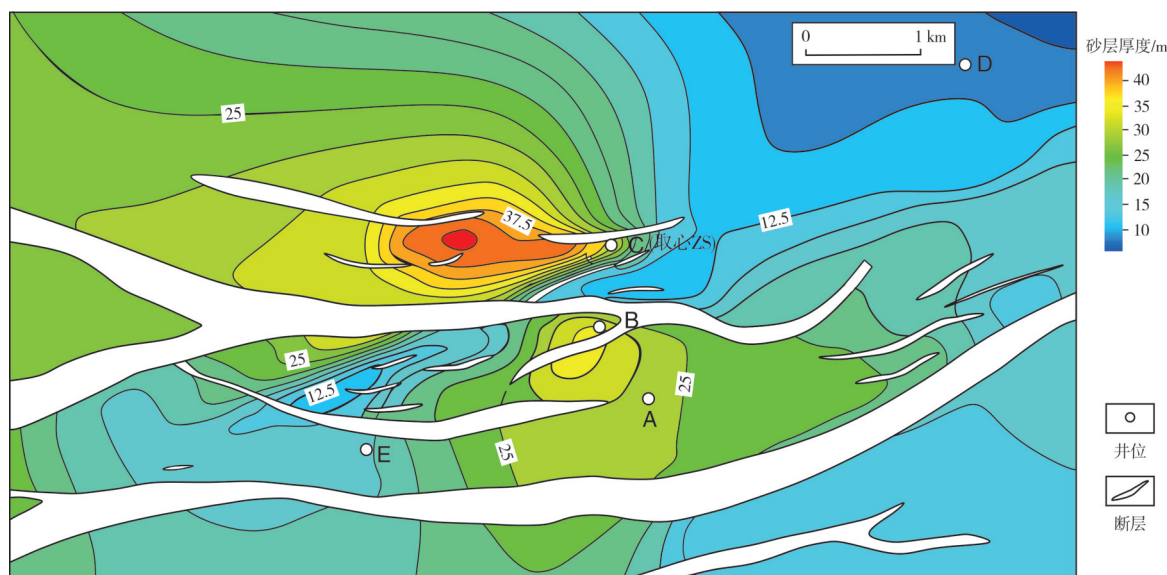


图1 南海H油田文昌组510砂组砂体厚度与断裂叠合图

Fig. 1 Superimposition map of thickness of the Wenchang 510 sand formation and faults in H Oilfield, South China Sea

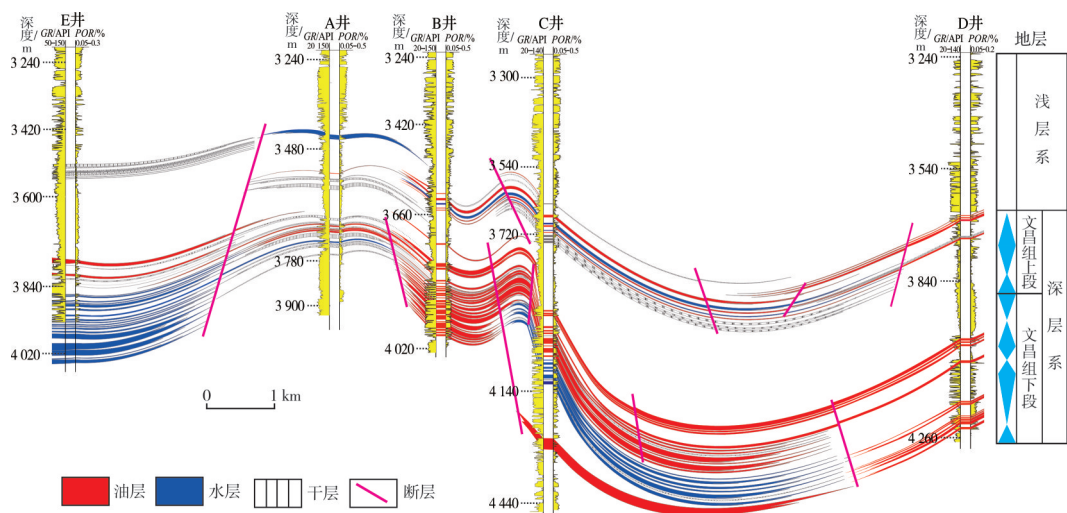


图2 南海H油田深层系油藏含油砂体对比剖面图

Fig. 2 Oil-bearing sand body correlation section of deep reservoir in H Oilfield, South China Sea

2 薄互层压裂可行性分析

针对薄互层状储层压裂开发,以文昌组下段文五油组未动用储量为研究对象,分析H9井压裂可行性。

2.1 区域主应力特征

地质历史时期研究区发生3次地应力方向变化,主应力方向转换表现为北西—南东向→近南北向→北西—南东向,以南北向区域拉张应力为主,形成了同沉积的复合式半地堑构造。目前区域构造主应力方向约为NE170°,局部最大应力集中在断层附近且应力方向存在一定变化,相对构造应力强度的平面分布略有变化。井区的局部构造应力与最大主应力方向基本一致,井轨迹近于垂直最大主应力,以利于压裂造缝。

2.2 岩石力学参数

采用探井取心段泥灰质胶结的粉细砂岩测试岩石抗拉强度(1 m内取9块样本,测试3组岩样,每组3个平行样品)。在岩石应力的作用下,岩样内部孔隙空间被较快压缩,压后表面较为疏松,易掉落岩石颗粒。通过与岩心样品测试结果对比,验证研究区岩石物理测井解释结论,以提升测井资料对研究区的整体指导意义。基于三轴应力等实验获取的岩石物理参数显示,文昌组岩石泊松比为0.18~0.32、抗拉强度为3.14~3.28 MPa。测井岩石物理解释与邻区实验结果吻合度较高,测井解释文昌组五段弹性模量在17.5~29.5 GPa之间,泊松比在0.22~

0.33之间,反映出相对较高的岩石脆性。脆性指数集中分布于0.45~0.65之间,说明压裂造缝的能力较强,有利于储层改造后产能的释放。

2.3 油水边界沟通性

油藏高部位水体倍数约为3~9,表现为弱水体油藏特征。H9井水平井轨迹距油水界面高度在71~128.23 m之间,距油水内外边界分别为201 m和415 m,距主控断层在139.9~198.8 m之间。在有效控制压裂施工规模时,可有效避免与边水直接沟通。

2.4 夹层与砂体延展特征

文五油组的510砂组发育9个互层状夹层、2套相对稳定的辫状河三角洲前缘河道砂体。钻井显示:下部砂体的砂地比为0.68~0.81,以侧叠样式为主;上部砂体的砂地比为0.75~0.84,以堆叠样式为主。井轨迹横切储量丰度较高的上部河道。

依据上述区域主应力、岩石力学参数、油水边界沟通性、夹层与砂体延展特征这4个方面的初步分析,认为H9井具备互层状储层压裂开发的客观物质基础。基于上述薄互层压裂可行性认识,针对薄互层状储层水平井分段压裂位置设计、压裂规模设计难度大等问题,优化储层改造压裂工艺参数。

3 压裂造缝点分析设计

水平井分段压裂设计的首要问题是明确油气的储集部位与流动性能,以及实施压裂形成的最大程度的油气连续流动空间。由于文昌组纵向上各

层的储渗性能差异较大,渗透率分布在 $(1\sim 200)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 范围内,薄互层状储层的物性较常规低渗油藏的略好,局部甜点较为发育。常规压汞实验分析基本可以满足此类储层的微观渗流能力表征,当毛管压力在40 MPa时可实现对 $0.01\mu\text{m}$ 孔喉半径的刻画,获取孔隙度、渗透率、排驱压力、分选性、歪度、最大孔喉半径、平均孔喉半径等微观

储层特征参数。因此,选取研究区3口取心井的34块岩石样品进行压汞实验分析,表征不同储集体的岩石储渗性能。结果表明,4种不同形态的压汞曲线分别代表了4种类型的储集体特征(图3a)。同时, $0.43\sim 6.27\mu\text{m}$ 的孔喉半径区间贡献了超过80%渗流能力(图3b),表明储集体的流动性特征较为显著。

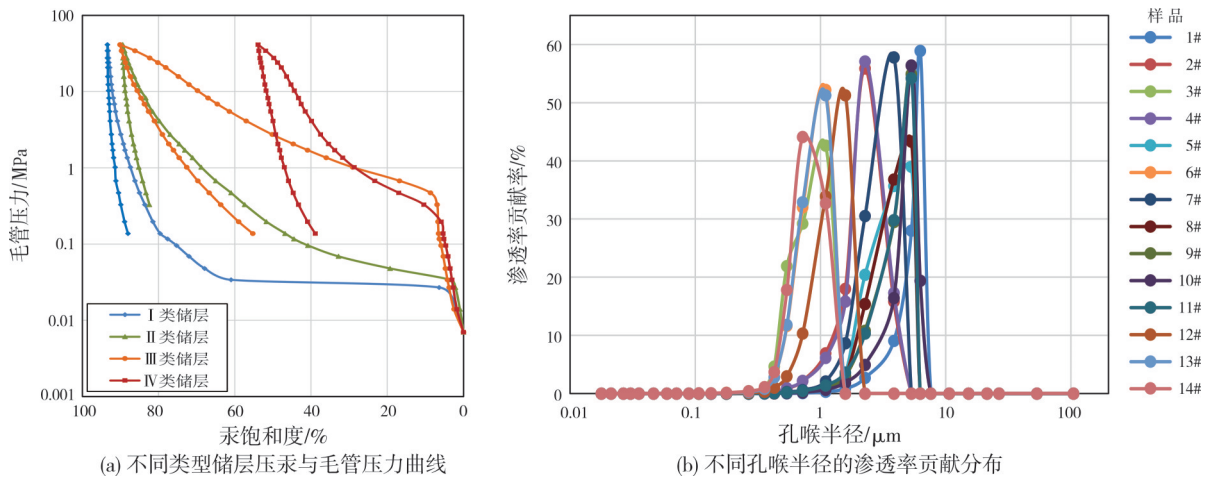


图3 南海H油田不同类型储集体压汞曲线及不同孔喉半径渗透率贡献分布

Fig. 3 Mercury injection curve of different types of reservoir and permeability contribution distribution of different pore-channel diameters in H Oilfield, South China Sea

目前,储层分类标准里需要考虑较多因素,主要分类指标参数包括孔隙结构参数、流体及渗流特征参数、敏感性参数和工艺相关参数等^[17-18],形成了偏向静态的储层品质指数法(RQI)、流动单元性能指数法(FZI)^[19]等方法,以及针对低渗储层的动态分类法,如启动压力梯度与压敏因子法^[20]等。现有的静态储层分类方法侧重于反映岩石的储集性能,而对于可以反映天然流体渗流能力的排驱压力参

数考虑较少。为此,基于4口井25块取心样品的微观分析(包括铸体薄片观察、电镜扫描分析、X衍射分析)及381个样品的特殊岩心分析(包括压汞分析、相渗分析、毛管压力分析),应用沉积相控制的微观地质参数聚类分析,建立以排驱压力、平均孔喉半径及最大孔喉半径等参数为主要分类指标的评价模型,有效区分不同沉积相控制的岩石储集性能与渗流性能,将储集体划分4种类型,如表1所示。

表1 以排驱压力为主要分类指标的储集体特征参数表

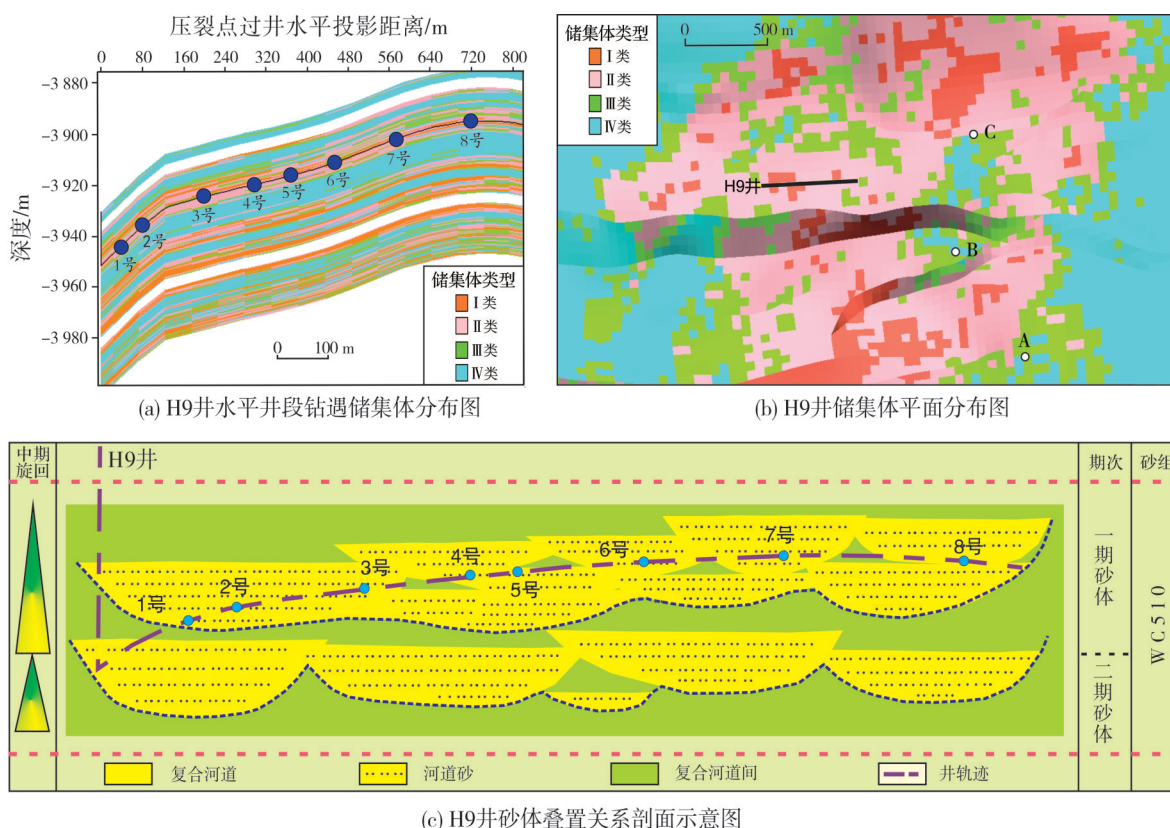
Table 1 Reservoir characteristic parameters with displacement pressure as the main classification index

参数	I类储集体	II类储集体	III类储集体	IV类储集体
孔隙度/%	≥ 20	15~20	10~15	< 10
渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	≥ 100	15~100	5~15	< 5
最大孔喉半径/ μm	≥ 25	10~25	5~10	< 5
均值孔喉半径/ μm	≥ 15	6.27~15	0.05~6.27	< 0.05
排驱压力/MPa	< 0.021	0.021~0.13	0.13~2.74	≥ 2.74
沉积微相	滨岸	三角洲内前缘	三角洲外前缘水下河道	滨浅湖
展布形态	离散团块状	连续宽带状	连续窄条状	高值片状
规模百分比/%	5.66	21.08	27.11	46.15

各种类型储集体所反映的地质沉积特征与油气储渗特征差异较为显著。其中, I类储集体为油气的优势储集空间, 主要为物性较好的滨岸砂体; II类储集体主要形成于三角洲内前缘沉积, 为油藏的优势渗流空间, 平面上呈连续宽带状分布, 该类储集体空间分布的连续性影响了储层的渗流能力; III类储集体主要为三角洲外前缘水下河道砂体, 具有一定的储渗能力, 但排驱压力比 I、II类高, 仅依靠天然能量驱替效果有限; IV类储集体为滨浅湖相沉积成因, 泥质含量较高, 排驱压力较高, 在没有进行储层改造的条件下难以动用。这4类储渗空间展布形态分别呈离散团块状、连续宽带状、连续窄条状、高值片状, 储集体分布形态特征差异明显。压裂造缝设计应建立 II类与 I、III类天然储集能力较好的储集体之间的连通性, 以增大储层改造后依靠天然能量的泄油半径; 而 IV类储集体从“甜点”角度考虑动用, 暂不作为 H9 井压裂设计的主要改造对象。

H9井部署的目的层为文五油组上部的 510 砂

组, 水平井段钻遇的储集体类型见图 4a。将水平井段压裂点位置设计成 8 个(顺井轨迹方向), 以提高砂体压裂改造效果。压裂造缝点位置的选择主要考虑储渗性能特征、砂体延展特征与裂缝生长能力等因素, 具体设计方式为: ①依据储渗性能特征, 压裂点主要布置于渗流能力较强的 II类储集体, 以提高中低孔中低渗储层改造后储集体之间的渗流能力。例如, 3号压裂点为 II类储集体, 压裂点上下油气高富集能力的储集体发育良好, 通过压穿两期砂体间的夹层, 压裂改造规模为 $0.96 \times 10^4 \text{ m}^3$, 以实现 II类优势渗流空间与 I类优势储集空间之间的有效流动, 如图 4b 所示平面图。②依据砂体延展特征, 如图 4c 所示砂体叠置关系, 压裂点部署于 1 套夹层或 2 套夹层平面减薄处, 以减小夹层对压裂缝纵向延伸的遮挡作用, 有效沟通上下两期河道砂体的供油能力, 如 5 号压裂点; 或部署于堆叠型复合河道砂体核部或侧叠型复合砂体边部, 压裂改造规模为 $1.17 \times 10^4 \text{ m}^3$, 以实现单期河道砂体的最大能力卸油, 如 8 号压裂点。



注: a图与c图上的8个蓝色圆点与序号为水平井段压裂点位置; b图上两条暗色条带为工区范围内主控断裂带。

图4 南海H油田文昌组510砂组H9井水平井多段压裂造缝点位置

Fig. 4 Multi-stage fracturing points of the Wenchang 510 sand formation of H9 horizontal well in H Oilfield, South China Sea

4 造缝规模参数优化

对于文昌组储层段内互层状的隔夹层,虽然对油气的运移起到了较好的遮挡作用,但对于裂缝延展长度在50 m以上的压裂改造,仍然存在较高的裂缝生长窜层风险。工程实施要求更为精细的组合控缝高体积改造工艺,控缝高工艺主要影响因素有地应力、岩石学参数、非均质性、断裂韧性、界面强度、施工排量、施工泵压、施工规模、压裂液黏度等^[21-22]。为了达到储层有效改造与产能有限释放的效果,国内外学者针对工艺参数进行了大量的探索与实践,但对于地质参数量化预测及控制裂缝生长工艺的三维模拟研究相对较少。

4.1 地质参数量化预测

岩石起裂性能的重要指标是岩石脆性指数,现有的研究手段主要是基于统计数据利用测井资料对其进行预测^[23],或利用室内岩石力学物理实验对其进行模拟^[24-28],主要针对特定岩石进行脆性指数的量化评价^[29]。由于岩石脆性指数与岩性、孔隙度、泥质含量、储层厚度关联紧密,因此在本次南海深层系储层压裂研究中,依据地震资料的丰富程度,主要通过叠前(后)井震结合方法提取岩石力学

参数。在缺少水平井段测井数据的条件下,采用在储层品质指数(RQI)的宏观控制下,应用神经网络将均方根地震振幅、振幅包络、优势频率、高一低频能量比等10余种地震属性聚类(具体流程见图5所示),形成基于地震属性的岩石综合三维脆性指数体(如图6a)。

统计显示,上述地震属性分析结果与实验分析得到的脆性指数之间的相关性分布在0.25~0.4之间,而基于神经网络算法的多种叠后地震属性融合体可以较好地预测脆性指数,相关性可达到0.76;利用叠前弹性反演技术对储层脆性指数预测结果的相关性可达0.84,而叠前弹性反演与叠后地震属性的进一步融合,可以更好地预测储层脆性指数,相关性可达0.86。预测结果的相关性越高,说明模型整体的吻合度越高。以取心探井ZS井的过井剖面对比为例,岩石样品的应力实验获取岩石脆性指数(泊松比介于0.18~0.29)与地震预测的脆性指数(泊松比介于0.17~0.27)吻合度相对较高(如图6b所示),说明叠前弹性反演与叠后地震属性相融合的岩石脆性指数预测结果,可以指导模拟预测控缝高压裂工艺实施,以确保压裂点附近的高开起与工艺的可控性。

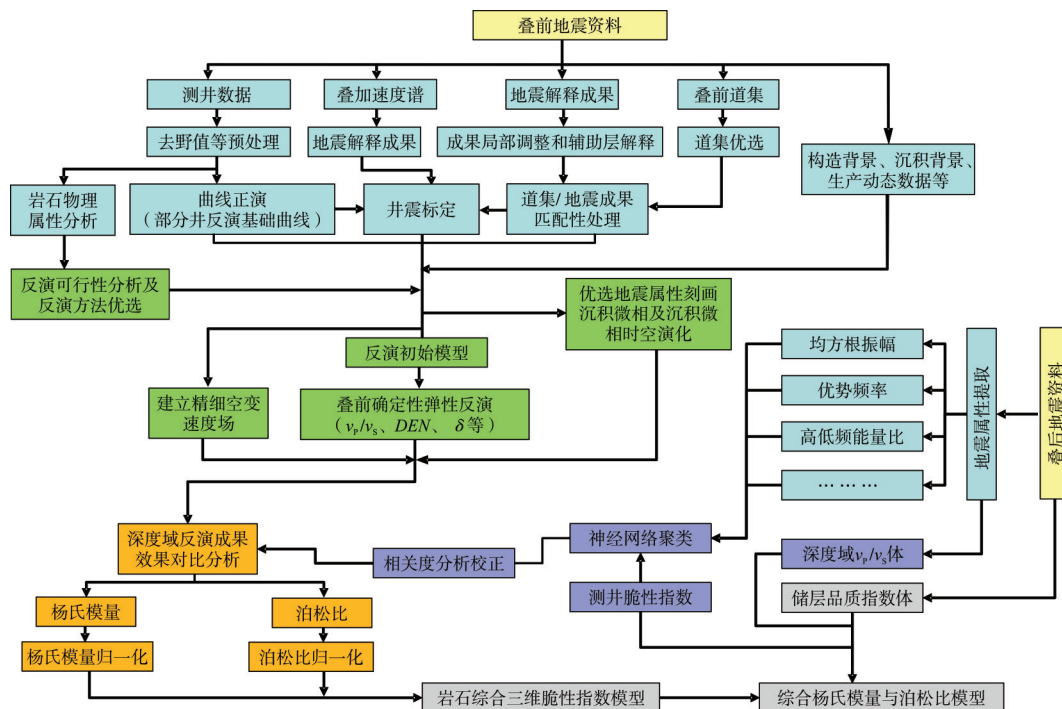


图5 基于地震的岩石综合三维脆性指数体计算流程

Fig. 5 A process for calculating the comprehensive three-dimensional brittleness index of rock

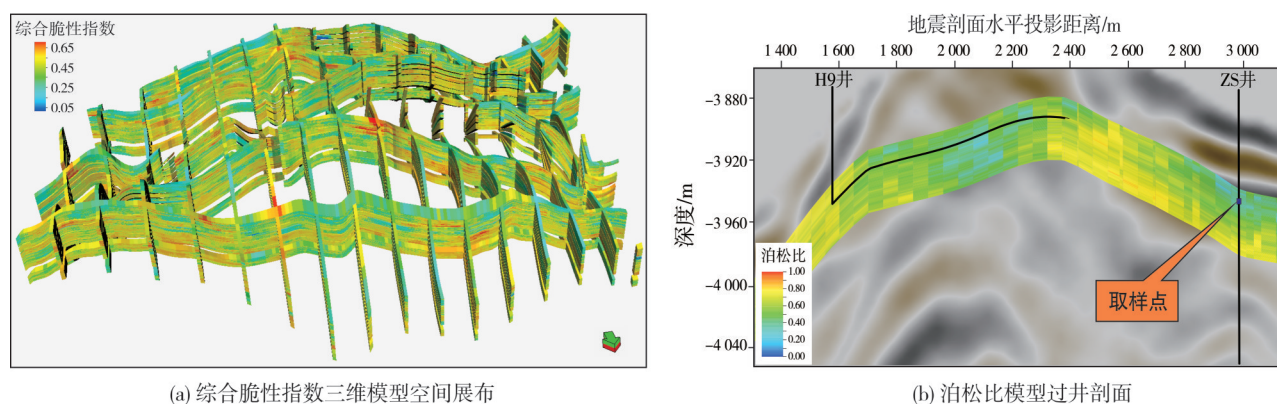


图6 南海H油田基于地震的岩石综合三维脆性指数空间展布

Fig. 6 Spatial distribution of comprehensive three-dimensional brittleness index based on seismic in H Oilfield, South China Sea

4.2 裂缝规模参数设计

在确定控缝高工艺参数前,首先应明确成藏条件下裂缝生长的高度与长度,以最大程度降低沟通边水与开启断层的风险。H9井位于构造高部位,构造轨迹平行于主断层方向,平面上依据水平井各段与断层的距离,压裂设计半缝长为90~140 m。根据水平井各段与油水边界的距离,压裂设计半缝长为70~130 m。为此,从地质角度考虑裂缝半缝长应大于70 m。同时,针对不同缝长的导流能力组合对产量的影响关系,通过无因次导流数值反推设计裂缝半长及裂缝内导流能力,裂缝导流能力应在 $(600\sim 800)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2\cdot\text{m}$ 之间,从油藏角度考虑裂缝半缝长应至少大于30 m。文昌组下部地层厚度变化剧烈,储层砂体毛厚度较大。其中,目标层系储层厚度约为44.1~47.7 m,隔夹层占比为48.62%,层内砂泥互层状特征明显,且上覆储层厚度约为4.6~19.9 m。因此,控制裂缝生长最佳高度应在55 m以内。

4.3 压裂工艺参数优化

深层系低孔渗油藏的埋深大,层间隔层厚度薄,通常在2 m左右,实施分段/分层压裂控缝高难度大。为达到薄互层状储层控缝高改造的目的,采用变黏度、变排量与粉陶段塞组合控缝高工艺,优选合适的前置液、支撑剂与携砂液,以控制裂缝高度。在前置液阶段低排量注入低黏度线性胶,以产生较低的净压力来控制裂缝高度;在支撑剂阶段在裂缝底部产生人工隔层以控制裂缝向下延伸;在携砂液阶段用冻胶形成高导流裂缝,增大造缝体积。由于深层系储层埋藏较深,且地层压力较高,因此

优选在70 MPa闭合应力下仍具有较高导流能力的颗粒直径为420~840 μm 的陶粒作支撑剂。同时,针对文昌组储层温度较高以及生产平台连续混配水源等限制,实验测定了耐高温压裂液的剪切性能、破胶性能、携砂性能、导流能力伤害、摩阻测试等各项参数,评价结果表明170 $^{\circ}\text{C}$ 耐高温海水基压裂液的性能适用于文昌组储层。

压裂液的破胶性能直接影响到压裂施工效果,是油气藏压裂改造关注的核心问题。尤其对于海水基压裂液返排问题,破胶剂的破胶液残渣含量测定极为重要。故以破胶性能评价为例,实验步骤如下:①将配置好的破胶液称取50 mL全部倒入已烘干恒量的离心管中,将离心管放入离心机内,在3 000 r/min的转速下离心30 min;②慢慢倾倒出上层清液,用50 mL水洗涤不锈钢容器后倒入离心管中,用玻璃棒搅拌洗涤残渣样品,放入离心机中离心20 min;③倾倒上层清液,将离心管放入恒温电热干燥箱中烘烤,在温度 $105\text{ }^{\circ}\text{C}\pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 条件下烘干至恒量。破胶液残渣含量测定结果见表2。

表2 海水基压裂液破胶液返排残渣含量实验参数
Table 2 Experimental parameters of residue content in seawater based fracturing fluid

离心管 序号	空离心管 质量/g	烘干后离心管 质量/g	残渣含量/ ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	平均残渣含量/ ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)
1	3.186 9	3.192 0	510	582
2	3.168 3	3.173 9	560	
3	3.159 3	2.165 2	590	
4	3.215 9	3.225 2	570	
5	3.183 0	3.189 8	680	

170 $^{\circ}\text{C}$ 海水基压裂液体系破胶后存在少量白色不溶物呈团状聚集,该压裂液体系破胶液中残渣平

均含量为582 mg/L(表2),具有破胶彻底、残渣含量较低等特点,符合《压裂液通用技术条件》中残渣含量的要求^[30]。

5 压裂三维数值模拟

控缝高压裂三维模拟的原理是应用基于离散元和解析法的离散裂缝网络模型,该模型考虑了压裂液、基质渗透率、生成裂缝与流体作用等因素,同时也考虑了在分段压裂过程中综合缝间干扰、压裂液滤失性和岩石脆性等因素,较准确地描述缝网几何形态及其内部压裂液流动规律,以处理薄互层状

储层砂泥岩频繁变化导致的非均匀性和各向异性等问题。

本文在压裂模拟过程中考虑了区域应力单元强度和方向性特征,基于Fracman软件程序数据接口,与地质参数量化预测的各向异性岩石力学参数、分段压裂工艺参数相耦合,应用裂缝边界识别模型,把压裂生成的裂缝属性与不同地质变量、不同施工剂用量联系起来,如应力、应变、曲率、杨氏模量、泊松比、排量、加砂量、支撑剂等,多变量同步参与裂缝生长速度与空间延展的模拟压裂过程。组合控缝高压裂模拟参数见表3。

表3 南海H油田文昌组五段H9井水平井控缝高工艺造缝点地质工艺参数表

Table 3 Geological process parameters of fracture-height control of H9 horizontal well in H Oilfield, South China Sea

分段	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	应力梯度/ ($\text{MPa} \cdot \text{m}^{-1}$)	杨氏模量/MPa	泊松比	排量/($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	加砂量/ m^3	上半缝长/m	下半缝长/m
1	9.70	26.29	0.015	29 705.57	0.18	3.0~4.0	29	97.03	86.63
2	10.62	37.37	0.015	25 654.28	0.23	2.5~3.5	28	72.47	60.39
3	9.41	22.42	0.016	25 674.82	0.17	3.0~4.0	22	66.53	49.90
4	9.83	29.36	0.015	21 506.32	0.27	2.5~3.5	16	62.18	43.52
5	11.54	22.31	0.016	21 789.68	0.22	2.5~3.5	18	55.86	58.96
6	11.77	25.53	0.015	23 053.79	0.21	3.0~4.0	20	57.88	54.47
7	9.79	20.04	0.017	22 546.27	0.17	2.5~3.5	25	68.94	80.43
8	9.35	17.46	0.015	23 292.38	0.23	3.0~4.0	32	98.05	98.05

组合控缝高压裂预测结果显示,H9井分段起裂点整体处于低泊松比(介于0.17~0.23)、较高杨氏模量(介于21.5~29.7 GPa)、高探明储量区域,储层可压性较好。纵向上,控缝高工艺有效地打开了上覆隔层且未沟通断层,裂缝向下控制延展至二期砂体,裂缝向上有效延展至上覆储层中部。薄互层状储层的各向异性影响较为显著,8条生长裂缝展布呈非对称形态,北部半裂缝发育长度普遍略大于南

部,较好地反映了裂缝生长特征,剖面特征如图7a所示。模拟预测裂缝特征参数:平均半缝长约为69.46 m;缝高约为47.44 m;裂缝宽度为0.25 cm;裂缝渗透率为 $137.47 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;导流能力约为 $350 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 。实施多水平段控缝高压裂改造砂体,压裂起裂点多部署于Ⅱ类储集体,以实现对Ⅰ、Ⅲ类储集体增大渗流能力的效果,平面改造特征如图7b所示。其中,以1号、2号和8号压裂点的改造规模

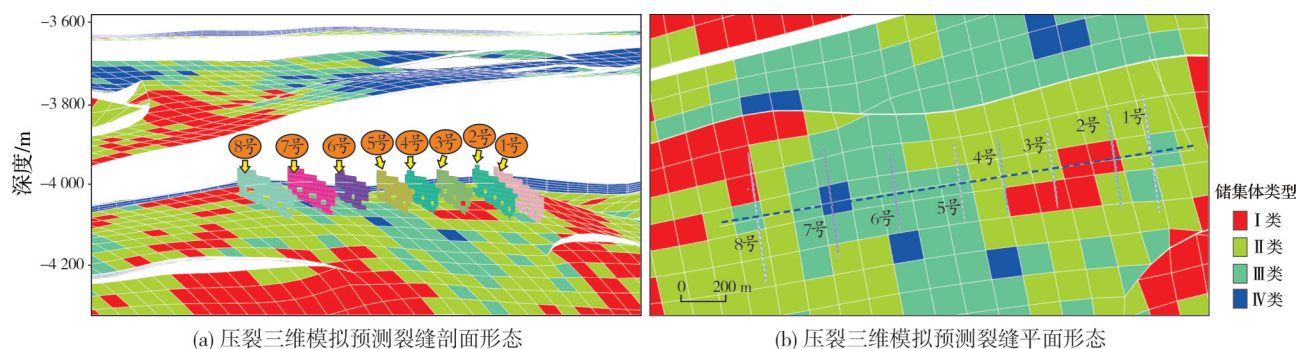


图7 南海H油田组合控缝高压裂工艺三维模拟预测效果

Fig. 7 Three-dimensional simulation of combined fracture-height control in H Oilfield, South China Sea

相对较大,非对称双翼裂缝延展较长,极限释放动用孔隙体积规模为 $63.1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的产能,达到了Ⅱ类储集体与Ⅲ类储集体之间有效连通的效果。

南海油田开发经济门槛较高,海上油田主要采用“少井高产”开发策略,因此在构造高部位、薄互层状储层内部的甜点区域部署水平井H9井,水平井段长度约863.24 m。目前,珠江口盆地惠州凹陷与陆丰凹陷的常规碎屑岩储层水平井投产初期产能约为820~990 m^3/d ,依据文昌组DST测试和自然产能公式,预测H9井未实施压裂的基础产能为220~260 m^3/d 。借鉴大港马西和文东油田的深层系压裂实践(产能提升约3~6倍),保守预测H9井水平井多段压裂后的初期产能可达到660 m^3/d 以上(基础产能与最低倍数相乘)。对比经验公式等产能预测方法,组合控缝高压裂模拟预测初期产能略低,预测H9井压裂后初期产能约为600 m^3/d ,但仍远高于陆地常规低渗油田初期产能。针对低渗油藏普遍存在的投产即递减、初期递减率大、稳产时间短等客观问题,实施组合控缝高工艺可以实现局部甜点的有效泄压、延长稳产时间,H9井在稳产期达到120 d后,产量骤然降低至300 m^3/d 附近,之后再次缓慢递减至130 m^3/d ,阶段累产油达 $5.72 \times 10^4 \text{ m}^3$,一年累产油量约为 $10.76 \times 10^4 \text{ m}^3$,如图8所示。

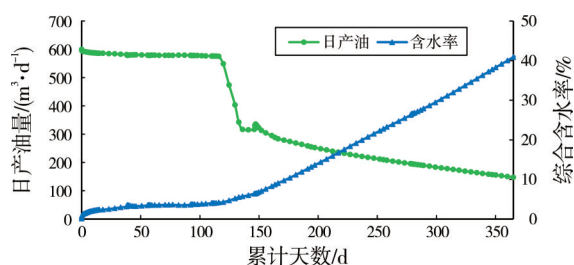


图8 南海H油田H9井组合控缝高压裂预测日产油量

Fig. 8 Predicted daily oil production of combined fracture-height control fracturing in Well H9 of H Oilfield, South China Sea

6 结论

海上深层系低渗砂岩的水平井多段压裂技术目前还处于探索阶段。通过对H9井的薄互层状可控压裂研究,主要得出以下几点结论:

(1)南海薄互层状储层具有油层埋藏深、物性差、温度高、局部储量丰度高等特点,利于实施规模压裂开发。水平井压裂面临2大开发难点:一是储层横向上变化大,断裂较发育,岩性较为复杂,非均质性较强,致使水平井分段压裂精细设计难

度大;二是储层纵向上夹层差异大、层内脆性指数高、力学参数变化频次高,致使压裂液优选与规模设计难度大。

(2)针对薄互层储层特征,建立以排驱压力等参数为指标的评价模型与基于地震属性的岩石综合三维脆性指数体,确定不同类型储集体的储渗性能与起裂性能,设计多段压裂的起裂点位置与泄油体积。针对海上油田生产特点,提高深层系低渗储层改造工艺的可实施性,优选170 $^{\circ}\text{C}$ 耐高温的海水基压裂液和变黏度、变排量与粉陶段塞组合水平井控缝高工艺。

(3)控缝高压裂工艺裂缝等效三维模拟主要考虑了地质、油藏和工艺相关影响因素,据此建立了多维度、多属性的三维动态混合介质裂缝模型,在各向异性地质条件下模拟得到水平井分段压裂非对称裂缝长度。现阶段,对于薄互层状储层多段压裂尚处于探索阶段,多段井控缝高压裂工艺的裂缝生长表征与产能模拟研究仍然面临诸多问题,后续研究需进一步深化解决。

参考文献

- [1] 侯冰,张儒鑫,刁策,等.大斜度井水力压裂裂缝扩展模拟实验分析[J].中国海上油气,2016,28(5):85-91.
HOU Bing, ZHANG Ruxin, DIAO Ce, et al. Experimental study on hydraulic fracture propagation in highly deviated wells[J]. China offshore oil and gas, 2016, 28(5): 85-91.
- [2] 张士诚,牟松茹,崔勇.页岩气压裂数值模型分析[J].天然气工业,2011,31(12):81-84.
ZHANG Shicheng, MOU Songru, CUI Yong. Numerical simulation models with hydraulic fracturing in shale gas reservoirs [J]. Natural gas industry, 2011, 31(12): 81-84.
- [3] 张飞,张士诚,张劲,等.基于流-固耦合的砂泥岩储层压裂裂缝延伸规律研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2016,31(1):68-72.
ZHANG Fei, ZHANG Shicheng, ZHANG Jin, et al. Research on fracturing fracture propagation law in sand-mud thin interbedded formation based on fluid-solid coupling [J]. Journal of Xi'an Shiyou University(natural science edition), 2016, 31(1): 68-72.
- [4] 李连崇,张潦源,黄波,等.薄互层储层水平井压裂裂缝延伸规律模拟分析[J].地下空间与工程学报,2016,12(6):1577-1585.
LI Lianchong, ZHANG Liaoyuan, HUANG Bo, et al. Numerical investigation on the propagation law of hydraulic fractures near horizontal wells in thin interbedded reservoir [J]. Chinese journal of underground space and engineering, 2016, 12(6): 1577-1585.

- [5] 延新杰, 李连崇, 张潦源, 等. 岩石脆性对水力压裂裂缝影响的数值模拟实验[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(3): 116-121.
YAN Xinjie, LI Lianchong, ZHANG Liaoyuan, et al. Numerical simulation experiment of the effect of rock brittleness on fracture propagation of hydraulic fracturing[J]. Petroleum geology and recovery efficiency, 2017, 24(3): 116-121.
- [6] 何鑫. 致密油水平井压裂数值模拟及裂缝参数优化[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(3): 158-162.
HE Xin. Numerical simulation and fracture parameter optimization for the horizontal well fracturing in tight oil reservoirs[J]. Petroleum geology & oilfield development in Daqing, 2018, 37(3): 158-162.
- [7] 张昕, 何晓波, 章威, 等. 低渗油田水力压裂控缝因素 FracproPT 模拟分析[J]. 新疆石油天然气, 2013, 9(2): 33-36.
ZHANG Xin, HE Xiaobo, ZHANG Wei, et al. Simulation analysis of the crack height factors of the hydraulic fracturing in low permeability oilfield by FracproPT[J]. Xinjiang oil & gas, 2013, 9(2): 33-36.
- [8] 赵金洲, 李勇明, 王松, 等. 天然裂缝影响下的复杂压裂裂缝网络模拟[J]. 天然气工业, 2014, 34(1): 68-73.
ZHAO Jinzhou, LI Yongming, WANG Song, et al. Simulation of a complex fracture network influenced by natural fractures[J]. Natural gas industry, 2014, 34(1): 68-73.
- [9] 郭建春, 李根, 周鑫浩. 页岩气藏缝网压裂裂缝间距优化研究[J]. 岩土力学, 2016, 37(11): 3123-3129.
GUO Jianchun, LI Gen, ZHOU Xinhao. Optimization of fracture spacing in fracture network of shale gas reservoir[J]. Rock and soil mechanics, 2016, 37(11): 3123-3129.
- [10] 仲冠宇, 王瑞和, 周卫东, 等. 人工裂缝逼近条件下天然裂缝破坏特征分析[J]. 岩土力学, 2016, 37(1): 247-255.
ZHONG Guanyu, WANG Ruihe, ZHOU Weidong, et al. Failure characteristics of natural fracture in the vicinity of hydrofractures[J]. Rock and soil mechanics, 2016, 37(1): 247-255.
- [11] CLEARY M P. Comprehensive design formulae for hydraulic fracturing[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1980: SPE-9259-MS.
- [12] LU C K, YEW C H. Bonded half-planes containing two arbitrarily oriented cracks: a study of containment of hydraulically induced fractures[J]. Society of Petroleum Engineers journal, 1985, 25(1): 55-66.
- [13] VANDAMME L, CURRAN J H. A three-dimensional hydraulic fracturing simulator[J]. International journal for numerical methods in engineering, 1989, 28(4): 909-927.
- [14] MIN K S, ZHANG Z N, GHASSEMI A. Hydraulic fracturing propagation in heterogeneous rock using the VMIB method[C]//Proceedings of Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, 2010: 1-10.
- [15] 张树翠, 孙可明. 储层非均质性和各向异性对水力压裂裂纹扩展的影响[J]. 特种油气藏, 2019, 26(2): 96-100.
ZHANG Shucui, SUN Keming. Hydraulic fracturing crack propagation under various reservoir heterogeneity and anisotropy[J]. Special oil & gas reservoirs, 2019, 26(2): 96-100.
- [16] 苏建政, 张素青. 碳酸盐岩非均质性对水力裂缝起裂影响的有限元法研究[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(4): 63-66.
SU Jianzheng, ZHANG Suqing. Studying the effect of carbonate heterogeneity on hydraulic fracture initiation by using finite element method[J]. Oil drilling & production technology, 2008, 30(4): 63-66.
- [17] 张仲宏, 杨正明, 刘先贵, 等. 低渗透油藏储层分级评价方法及应用[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 437-441.
ZHANG Zhonghong, YANG Zhengming, LIU Xiangui, et al. A grading evaluation method for low-permeability reservoirs and its application[J]. Acta petrolei sinica, 2012, 33(3): 437-441.
- [18] 代金友, 谢建慧, 李子龙, 等. 苏里格气田东区储层分类评价[J]. 石油地质与工程, 2017, 31(2): 57-60.
DAI Jinyou, XIE Jianhui, LI Zilong, et al. Reservoir classification and evaluation of He 8 and Shan 1 members in the east of Sulige gasfield[J]. Petroleum geology and engineering, 2017, 31(2): 57-60.
- [19] 闫羽, 闫斐, 桂传松, 等. 流动单元及其在储层分类中的应用[J]. 天然气勘探与开发, 2015, 38(4): 14-16, 22.
YAN Yu, YAN Fei, GUI Chuansong, et al. Flow unit and its application to reservoir classification[J]. Natural gas exploration and development, 2015, 38(4): 14-16, 22.
- [20] 姜瑞忠, 乔杰, 孙辉, 等. 低渗透砂砾岩油藏储层分类方法[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(1): 90-93.
JIANG Ruizhong, QIAO Jie, SUN Hui, et al. Reservoir classification method for low-permeability glutenite reservoirs[J]. Petroleum geology and recovery efficiency, 2018, 25(1): 90-93.
- [21] 刘欣. 双河油田开发后期控缝高压裂技术[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(6): 349-351.
LIU Xin. Fracture control and high pressure fracturing technology in late development of Shuanghe Oilfield[J]. Journal of oil and gas technology, 2008, 30(6): 349-351.
- [22] 高大鹏, 王海涛. 大庆火山岩储层控缝高压裂工艺研究与应用[J]. 采油工程, 2011, 1(2): 15-18, 78.
GAO Dapeng, WANG Haitao. Research and application of fracture heightgrowth controlling technology in Daqing volcanic reservoirs[J]. Oil production engineering, 2011, 1(2): 15-18, 78.
- [23] RICKMAN R, MULLEN M J, PETRE J E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett shale[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 2008: SPE-115258-MS.
- [24] HUCKA V, DAS B. Brittleness determination of rocks by different methods[J]. International journal of rock mechanics & mining sciences abstracts, 1974, 11(10): 389-392.

- [25] SONG Lili, LI Yongping, WANG Yonghui. A novel experiment method of evaluating the brittleness of rock [R]. SPE 167730, 2014.
- [26] 李庆辉, 陈勉, 金衍, 等. 页岩脆性的室内评价方法及改进[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(8): 1680–1685.
- LI Qinghui, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Indoor evaluation method for shale brittleness and improvement [J]. Chinese journal of rock mechanics and engineering, 2012, 31(8): 1680–1685.
- [27] 张军, 艾池, 李玉伟, 等. 基于岩石破坏全过程能量演化的脆性评价指数[J]. 岩石力学与工程学报, 2017, 36(6): 1326–1340.
- ZHANG Jun, AI Chi, LI Yuwei, et al. Brittleness evaluation index based on energy variation in the whole process of rock failure [J]. Chinese journal of rock mechanics and engineering, 2017, 36(6): 1326–1340.
- [28] 王伟明, 李勇, 汪正江, 等. 致密砂岩储层岩石脆性评价及相关因素分析[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(6): 50–57.
- WANG Weiming, LI Yong, WANG Zhengjiang, et al. Evaluation of rock brittleness and analysis of related factors for tight sandstone reservoirs [J]. China petroleum exploration, 2016, 21(6): 50–57.
- [29] 王勇. 体积压裂中的岩石脆性指数及其数值模拟[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(4): 76–81.
- WANG Yong. Rock brittleness index and its numerical simulation in SRV fracturing [J]. Petroleum geology & oilfield development in Daqing, 2019, 38(4): 76–81.
- [30] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 压裂液通用技术条件: SY/T 6376—2008[S]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
- National Development and Reform Commission. General technical specifications of fracturing fluids: SY/T 6376–2008[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.

编辑: 黄革萍

Simulation of fracture–height control fracturing of horizontal well in thin interbedded reservoir in the South China Sea

FENG Gaocheng, YAO Weiying, KUANG Lamei, CHEN Kai, FENG Zhao, ZHANG Yunpeng, ZHANG Yu, MA Liangshuai, XIONG Junjie

Abstract: There are deep sandstone oil fields with large reserves in the South China Sea. The single well production using conventional development technology can not meet the economic threshold of offshore oil fields, which makes effective production difficult. Large-scale horizontal well fracturing technology is an important way to improve productivity and reduce economic threshold of offshore oil fields. However, staged fracturing of horizontal well also faces difficulties in fine geological design and fracturing scale design. Taking the deep reservoir of H Oilfield in the South China Sea as an example, through the analysis of geomechanical characteristics and fracturing feasibility, a reservoir classification method based on displacement pressure is proposed to solve the problem of characterization of ultimate capacity increase of natural seepage space after reservoir reconstruction for staged fracturing of horizontal wells, by constructing the evaluation model of index parameters. Aiming at the problems of fracture initiation difficulty and excessive extension in the fracturing of interbedded reservoir, through integrating the data of seismic, logging, experiment and technology, a comprehensive three-dimensional rock brittleness index characterization method is applied. The numerical model of combined fracture–height control fracturing is established, the fracture morphology and retrofit volume is predicted, and future productivity of wells is obtained. The research shows that high temperature resistant seawater based fracturing fluid is suitable for deep reservoir, and the type II reservoir with capacity of natural flow is the key of fracturing reconstruction. By matching the combined fracture–height control technology and the characteristics of thin interbedded reservoirs, the fractures can effectively initiate and extend moderately, which enhances the oil and gas seepage capacity between the natural reservoir and the hydraulic fractures. The single well productivity is released greatly, and the validity period is relatively long, which can reach more than 120 days at the initial stage of production. The research results provide a basis for large-scale development of offshore low permeability oil fields.

Key words: thin interbedded reservoir; deep reservoir; horizontal well; fracture–height control; fracturing; 3D numerical simulation; South China Sea

FENG Gaocheng, First author: Senior Engineer, mainly engaged in offshore oil and gas development research. Add: Co-operation Building, Binhai New Village, Bohai Petroleum Rd., Binhai New Area, Tianjin 300452, China