

【环境与能源 / Environment and Energy】

页岩油储层大斜度井密切割多簇压裂参数优化设计

时贤^{1,2}, 葛晓鑫², 张博涛², 许洪星³, 殷乐宇², 郭天魁^{1,2}, 张腾⁴

1) 深层油气全国重点实验室(中国石油大学(华东)), 山东青岛 266580; 2) 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 3) 中国石油川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司, 陕西西安 710018; 4) 北京远望景盛科技发展有限公司, 北京 100083

摘要: 中国陆上页岩油储层具有多层甜点叠置特征显著、单层厚度小和应力隔夹层多等特点, 传统水平井体积压裂技术纵向穿层效果有限, 为此提出采用大斜度井进行陆上页岩油的压裂开发。基于地质工程一体化理念实现多层叠置页岩油储层、天然裂缝和地质力学耦合建模, 进行大斜度井裂缝起裂与扩展-流动一体化数值模拟, 并开展敏感性分析明确影响压裂效果的主控因素。针对工区地质力学特点, 数值模拟结果表明, 大斜度井分段体积压裂密切割采用簇间距 12 m 进行压裂可以对多层叠置页岩油储层获得较好的储层改造效果, 当施工液量为 $1.3 \times 10^3 \sim 1.5 \times 10^3$ m³/段、施工排量为 7 m³/min 及加砂强度为 2.5 m³/m 时, 存在较好的裂缝改造体积和压后产量。通过微地震和现场生产数据对压后改造效果进行评估, 发现单井入液量和加砂量同微地震检测效果呈现正相关性, 验证了数值模拟压裂设计方案的可靠性。通过合理大斜度井密切割压裂设计和针对性“低砂比、缓增幅组合泵注工艺优化”加砂策略, 现场的大斜度井压裂改造没有出现砂堵现象, 实现了安全加砂。研究成果对于陆上页岩油储层进行大位移井体积压裂设计和参数优化具有重要指导意义。

关键词: 油田开发; 储层改造; 大斜度井; 页岩油; 多层叠置; 地质工程一体化; 数值模拟

中图分类号: TE377; TE357

文献标志码: A

DOI: 10.3724/SP.J.1249.2025.02163

Optimization design of hydraulic fracturing parameters for dense perforations of the high-angle deviated well in shale oil reservoirs

SHI Xian^{1,2}, GE Xiaoxin², ZHANG Botao², XU Hongxing³, YIN Leyu²,
GUO Tiankui^{1,2}, and ZHANG Teng⁴

1) National Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, Shandong Province, P. R. China

2) School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, Shandong Province, P. R. China

3) Doumhole Technology Operation Company CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co. Ltd., Xi'an 710018, Shaanxi Province, P. R. China

4) Yuanwang Jingsheng Technology (Beijing) Co. Ltd., Beijing 100083, P. R. China

Abstract: Onshore shale oil reservoirs in China possess unique characteristics such as large thickness, thin

Received: 2024-01-08; **Accepted:** 2024-03-20; **Online (CNKI):** 2025-02-18

Foundation: National Natural Science Foundation of China (52374027, 51704324)

Corresponding author: Associate professor SHI Xian (xianshi@upc.edu.cn)

Citation: SHI Xian, GE Xiaoxin, ZHANG Botao, et al. Optimization design of hydraulic fracturing parameters for dense perforations of the high-angle deviated well in shale oil reservoirs [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2025, 42(2): 163-171. (in Chinese)



individual layers, significant interbedded sweet spots, and numerous stress barrier layers. Traditional hydraulic fracturing technology for horizontal wells has limited effectiveness in traversing layers longitudinally. To address this issue, we propose utilizing highly deviated wells for the fracturing design and development of onshore shale oil. Based on the integrated concept of geological engineering, a coupled modeling approach is employed to integrate multi-layered stacked shale oil reservoirs, natural fractures, and geomechanics. Subsequently, numerical simulations integrating fracture initiation, propagation, and fluid flow are conducted for highly deviated well fracturing. A sensitivity analysis is then carried out to identify the primary controlling factors influencing fracturing effectiveness. In accordance with the geological characteristics of the working area, numerical simulation results indicate that segmented volume fracturing with a cluster spacing of 12 m achieves favorable reservoir modification effects in multi-layered stacked shale oil reservoirs. When the construction fluid volume ranges from 1.3×10^3 to 1.5×10^3 m³ per segment, the pumping rate is 7 m³/min, and the sand addition intensity is 2.5 m³/m, favorable fracture modification volume and post-fracturing yield are observed. Finally, post-fracturing effects are evaluated using microseismic and on-site production data, revealing a positive correlation between single-well fluid injection volume and sand addition quantity with microseismic detection effectiveness, thus validating the reliability of the numerical simulation for fracturing design. Through rational design of segmented fracturing in highly deviated wells and a targeted "low sand ratio, gradual increase combination pumping process optimization" strategy for sand addition, sand plugging phenomena are not observed during on-site highly deviated well fracturing, achieving safe sand addition. The research findings provide important guidance for the design and parameter optimization of hydraulic fracturing in high-displacement wells in onshore shale oil reservoirs.

Key words: oilfield development; reservoir stimulation; highly deviated wells; shale oil; stacked formation; geology-engineering integration; numerical simulation

中国陆上页岩油储量丰富且分布广泛,典型的页岩油资源主要分布在鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地和渤海湾盆地等区域,勘探开发潜力巨大^[1-3]。由于不同陆上页岩油藏在沉积、地质和岩石力学参数上差异较大,因此在开发模式上也存在较大差异,如页岩油储层以基质含油为主,同时甜点优势特征明显,开发时可以针对优势甜点层进行单层大规模体积压裂改造。但是,相较于连续沉积模式的页岩油储层,多层叠置类型页岩油储层则主要体现出纵向整体含油,薄互层发育的特点,所以一般难以确定优势连续甜点段,常规水平井钻井时甜点钻遇率并不理想,如果采用单层的水平井分段压裂模式,压裂和经济开发效益都难以保障。考虑此类页岩油储层具有纵向上多层且非均质性高等特征,采用水平井进行体积压裂改造时裂缝更有可能难以实现多层泥岩隔夹层的穿越,页岩油储层全方位动用效果有限。同时,考虑页岩油的立体挖潜经济有效性,有必要采用大斜度井对多层叠置储层进行开发,并通过密切割压裂模式实现储层充分改造,保证单井产量的提升和增产有效期的延长^[4-6]。然而,大位移井井筒由于存在一定的井斜角,且射孔方位通常与最大主应力方向不一致,使得近井筒处裂缝形态

复杂,容易造成砂堵和施工压力大等问题,同时也令大斜度井密切割压裂参数高效设计存在极大挑战。

针对斜井或者大位移井条件下的裂缝起裂和扩展问题,国内外学者进行了大量研究。侯冰等^[7]基于真三轴压裂模拟装置研究了井斜角、井斜方位角和射孔方式对大位移井压裂裂缝起裂压力、起裂位置及延伸规律的影响。朱雯钊等^[8]讨论了深层碳酸盐岩大斜度井的裂缝参数优化问题,发现通过纤维暂堵工艺可以在地区Ⅱ和Ⅲ类储层中取得比较好的压裂改造效果。文献[9]通过边界元方法分析了斜井起裂过程中的裂缝交叉等问题,发现井筒底部射孔裂缝主导了整条裂缝的走向,转向裂缝多以Ⅱ型和Ⅲ型破裂模式为主。文献[10]则借助地质工程一体化技术分析了大位移井的裂缝扩展轨迹,发现裂缝容易沿井筒纵向延伸,且直接受早期裂缝净压力、破裂压力和远场应力等因素综合影响。李明辉等^[5]通过大斜度井多簇裂缝压裂模拟发现,裂缝在远场应力作用下发生裂缝转向,受应力干扰的影响,起裂压力更高,裂缝更不易扩展。苏洲等^[11]通过现场试验,根据排量测试求取近井摩阻和裂缝延伸压力梯度等关键参数,为压裂优化设计提

供依据,指出采用注酸和段塞打磨等可解决施工压力高、砂堵风险大等问题。宋景远等^[12]通过纵向应力分析,综合考虑复合层效应,建立了新的裂缝模型,模拟时严格控制缝长,没有发生井间连通和沟通水淹区的问题,大大提高了区块开发水平。研究表明,大斜度井裂缝起裂和扩展机理复杂,并且现有研究多数是针对单个储层进行设计,而涉及利用密切割方法实现多层叠置的页岩油大斜度井体积压裂的相关研究相对较少^[13-16]。因此,结合研究区的页岩油叠置分布地质特点,建立精细的地质工程一体化模型来进行大斜度井密切割压裂参数优化方法具有重要研究意义。

近年来,基于地质工程一体化工作思路的三维地质力学技术的不断进步,为开展三维压裂扩展-流动模拟提供了重要支撑,该技术融合了储层构造建模、属性建模、天然裂缝建模、岩石力学建模和地应力建模等方法,实现了同一平台下水平井分段压裂裂缝扩展和产量的预测^[17-21]。为此,针对多层叠置页岩油地质力学和天然裂缝发育特征,建立精细化地质工程一体化模型,围绕人工裂缝起裂及扩展特征、压裂改造优化设计和压后分析评估等方面开展深入系统研究,明确现今地应力场和天然裂缝分布规律,实现地质和工程参数最优配置,形成页岩油储层改造地质工程一体化研究模式。

1 地质工程一体化建模技术

1.1 三维地质力学建模

研究区多层叠置页岩油储层整体厚度约280 m,横向分布连续,纵向上则主要呈现出上、中、下3个优势层位,呈现多层叠置储层组合特征。整个储层的岩性以泥岩、白云质泥岩及灰质泥岩为主,整体上纵向岩性变化较快,属于多种岩性岩层以不同方式和比例混合沉积的模式。同时,由于研究区具有复杂的区域应力背景,所以多期次的构造运动造成复杂的褶皱和断层,改变了原有应力场状态。预测研究区整体处于北北东-南南西挤压及左旋压扭走滑应力场,受局部构造影响,造成了地应力方向发生一定偏转,也使得后期该区域采用大斜度井在压裂改造后的裂缝扩展轨迹将更加复杂,极大的增加了压裂改造的施工难度。

通过测井和室内岩石力学实验,可以实现对单井岩石力学和脆性等关键参数解释,指导后续布井

布缝。以研究区典型井为例,由于该井埋深大,地层孔隙压力较大,初步估算最小水平主应力大于95 MPa。其中,下段大于105 MPa;中段中部差可达20 MPa以上;下段和上段的最大水平应力和最小水平应力差为15 MPa左右。脆性是储层改造的基本属性,计算发现,上段脆性指数平均为68.7,整体脆性一般;中段脆性指数平均为85.7,脆性较好;下段脆性指数为66,脆性较差。综合利用钻井和测井数据,基于三维地震解释与属性再认识成果,建立了全区精细地质模型。平面网格面元精度为25 m×25 m,垂向网格为1~2 m,模型面积为465.57 km²,总网格数36 628万。

基于构造模型,以波阻抗属性为约束,建立研究区岩相模型,在岩相约束下建立了工区孔隙度模型、含油饱和度模型,全区精细地质和属性模型如图1。综合分析岩相模型、孔隙度模型及含油饱和度模型,并结合连井对比分析,解释成果一致性较好,整个研究区平均孔隙度为2.0%,平均含油饱和度为17.2%。以区域地质力学特征为边界条件,综合钻井实测地应力与三维地震属性井间预测,应用多元线性回归和迭代有限元法完成全区三维地质力学建模,并通过现场的地漏数据对地应力结果进行约束,得到了研究区的三维应力分布特征。结果显示,研究区目的层水平最大主应力集中在95~140 MPa,水平最小主应力集中在80~115 MPa,最大水平应力和最小水平应力差集中在15~25 MPa;水平最大主应力随埋深增加呈现逐渐增大的趋势,由西向东呈现先减小后增大的趋势,由北向南呈现逐步增大的趋势,在断层附近应力呈现高值;水平最小主应力随埋深增加呈现逐渐增大的趋势,由西向东呈现先减小后增大的趋势,由北向南呈现逐步增大的趋势,在断层附近应力呈现高值;两向应力差随埋深增加呈现逐渐增大的趋势,在研究区中部两向应力差变化较大,东西两侧两向应力差变化相对较小。

1.2 三维天然裂缝建模

天然裂缝是油气藏重要的储集空间和渗流通道,高品质裂缝分布模型是开展后续地应力场建模和压裂改造效果评价的基础。传统随机裂缝建模方法多基于近井筒地质统计学,利用测井参数和裂缝解释(倾向、倾角和走向等)数据开展全场天然裂缝描述,但易造成局部天然裂缝描述失真。为此,从裂缝形成演化机理入手,将整个天然裂缝网络划分

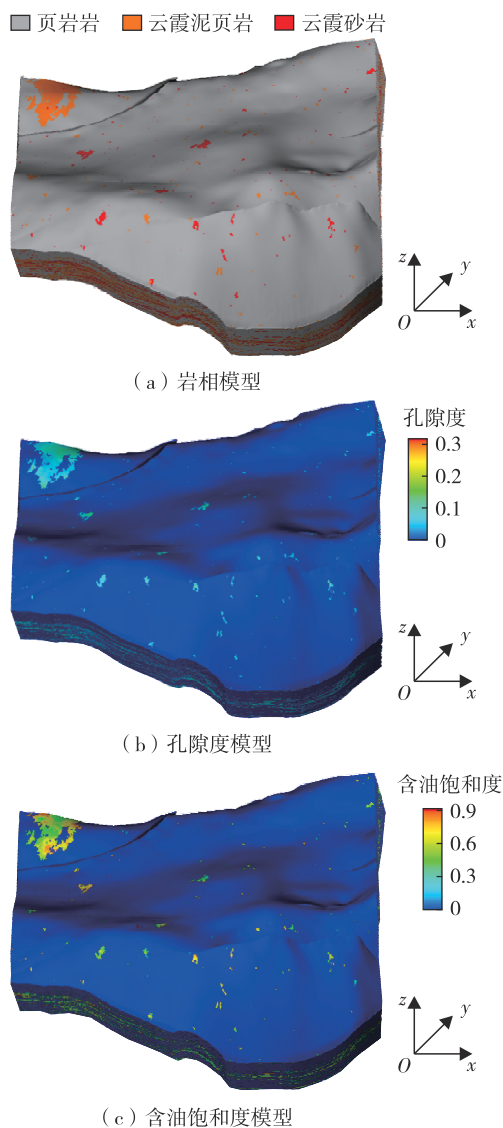


图1 研究区三维地质建模

Fig. 1 Three dimensional geological modeling of study area.
(a) The model of lithofacies, (b) porosity, and (c) oil saturation.

为小尺度弥散裂缝(层控性裂缝等)和大尺度离散裂缝网络(大断层和裂缝带等), 考虑时间-空间的匹配协同关系, 提出采用不同曲率尺度下的地震属性, 根据井上裂缝发育特征与压裂程度对地震相进行分类; 然后在地震相的约束下, 利用增强曲率属性跟踪裂缝线, 在地震尺度上建立离散天然裂缝网络. 针对弥散型裂缝, 主要采用最大曲率及其方位角属性来控制弥散裂缝的发育密度和走向. 针对大尺度离散裂缝网络, 则主要通过蚁群跟踪算法, 沿着边缘增强曲率属性的深度切片自动跟踪裂缝轮廓, 进而对跟踪的天然裂缝进行清理.

基于收集地震和成像测井等数据来源的天然裂缝发育规律, 建立全区天然裂缝离散网络三维模

型. 总体看来, 研究区裂缝密度主要分布在 $0.3 \sim 1.5$ 条/m, 发育和裂缝倾角主要集中在 70° 及以上, 为高角度构造缝. 其中, 在局部断层附近, 构造线密集, 变形强的区域裂缝密度更大, 且井周围的天然裂缝发育特征差异较大, 造成后续在改造天然裂缝发育不同区域时需要采用不同的储层改造策略, 如在天然裂缝发育区域则应当适当提升压裂液粘度实现天然裂缝的充分激活; 该区域的天然裂缝建模成果如图2(a).

为进一步约束天然裂缝建模成果, 通过对单井成像测井和井漏数据等进行分析, 证实裂缝建模结

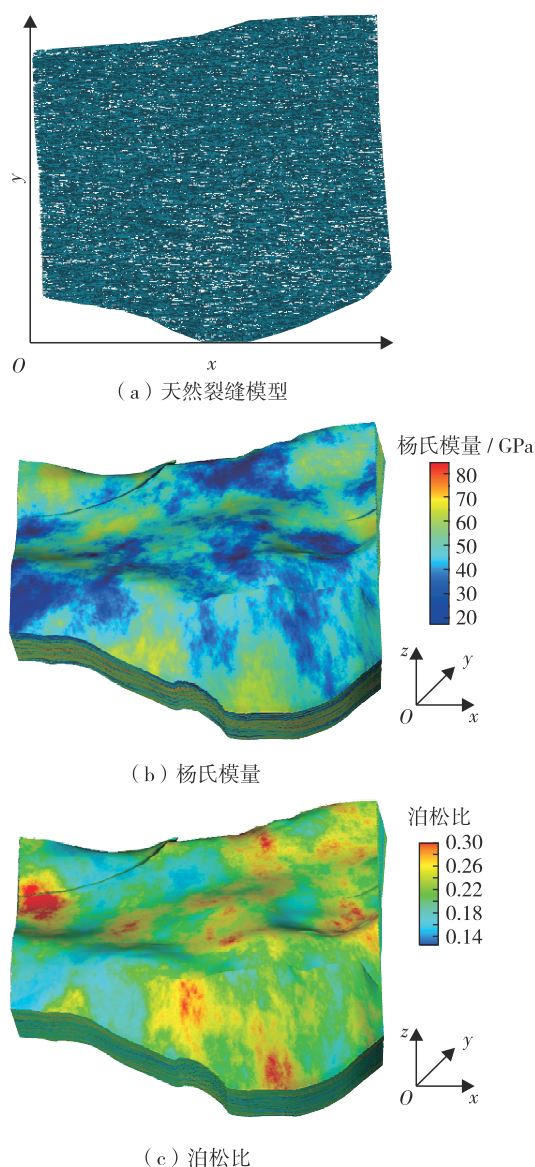


图2 研究区天然裂缝模型和岩石力学模型

Fig. 2 The model of natural fractures and rock mechanics.
(a) Distribution of natural fractures, (b) the model of Young modulus, and (c) the model of Poisson.

果与天然裂缝分布规律认识一致, 并符合成像测井解释结果.

2 大位移井密切割体积压裂方案优化设计

通过理论分析与数值模拟相结合, 对区块的大位移井X1开展压裂数值模拟, 以及施工液量、排量和砂量等参数的优化设计, 完成大位移井密切割体积压裂裂缝三维数值模拟和产量一体化模拟. X1井采用了大斜度井井身结构, 完钻井深5 400 m, 方位角 118.6° , 最大井斜 79.0° , 改造井段4 660~5 735 m, 垂厚226 m, 改造目的层总体上裂缝发育. 该井采用24段压裂, 每段3~6簇(等间距).

2.1 大斜度井密切割大斜度井方位优化

结合目标区块的地质力学特征和天然裂缝发育特点, 设计了不同大斜度井大斜度段和天然裂缝夹角条件, 进而开展大斜度井分段密切割分段体积压裂裂缝扩展数值模拟, 研究大斜度井大斜度段角度对裂缝改造体积的影响, 模拟结果如图3. 其中, 不同颜色的裂缝代表裂缝具有不同的开度. 对不同大斜度段方位与天然裂缝夹角条件下改造体积统计结果进行统计, 结合5个不同角度下的数值模拟结果可以看出, 当大斜度段与天然裂缝角度接近 90.0° 时存在最优的改造体积, 统计结果如图4.

对比不同井斜条件下的裂缝型储层大斜度井起裂压力计算结果, 考虑压裂后的应力干扰分析前段压裂对厚段压裂起裂压力的影响发现, 当井斜角小于 60.0° 时, 初始起裂压力有一定增幅, 但是总体影响较小, 起裂压力增幅小于2 MPa; 当井斜角大于 60.0° 时, 随着大斜度井的井斜角增大, 起裂压力增幅略微变大.

2.2 大斜度井密切割簇间距优化

密切割主要通过缩短缝间距增产, 随着裂缝条数增加, 来改善基质和裂缝之间的接触面积, 但是过近的裂缝簇间距也可能造成裂缝间干扰剧烈, 限制改造体积和改造方位. 为此, 设计不同簇间距方案(簇间距分别为8、10、12和14 m), 并基于有限元法开展人工裂缝三维数值模拟, 进一步对密切割压裂射孔簇间距优化, 以压后缝网间的应力干扰程度为评价指标, 优选合适的簇间距. 模拟结果表明, 当簇间距 ≤ 8 m时, 簇间干扰十分严重, 此种情况下天然裂缝被充分激活, 但是整个裂缝改造体

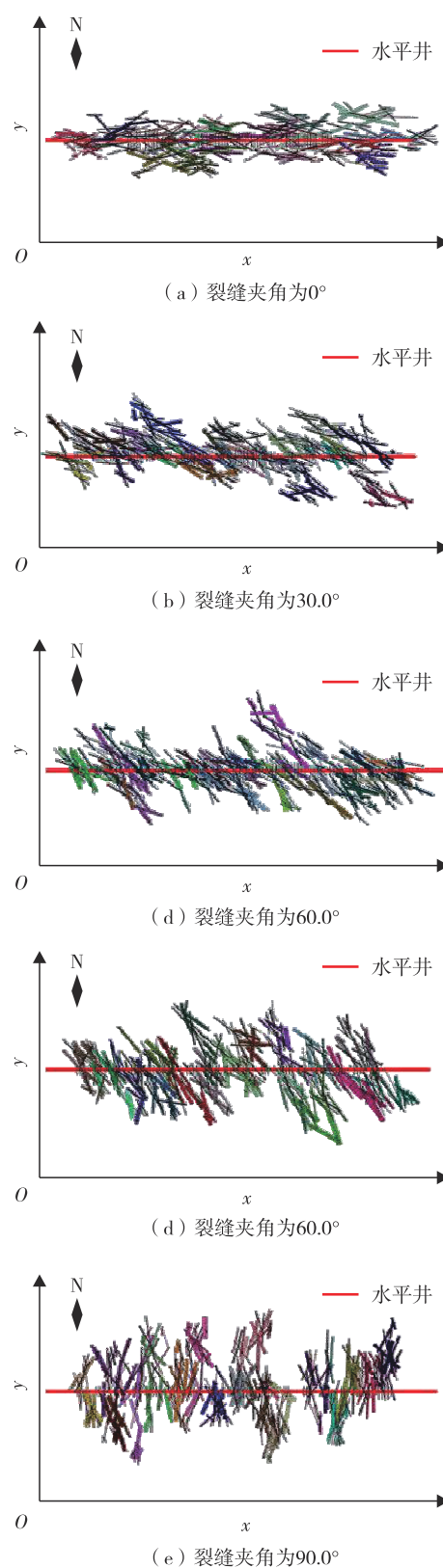


图3 不同大斜度井方位与天然裂缝夹角体积压裂裂缝扩展模拟结果

Fig. 3 Simulation results of fracture propagation with different highly deviated well orientation and natural fracture angle.

(a) 0° , (b) 30.0° , (c) 45.0° , (d) 60.0° , and (e) 90.0° .

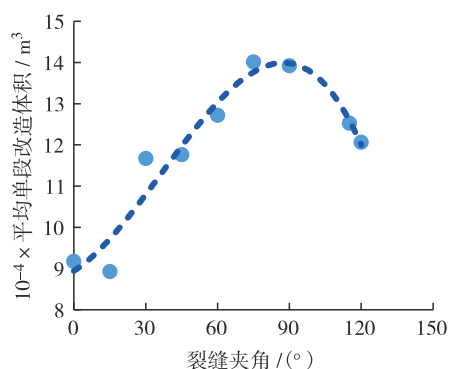


图4 不同大斜度井方位与天然裂缝夹角改造体积统计结果

Fig. 4 Statistical results of stimulation reservoir volume under different angle conditions.

积显著下降；簇间距为10~12 m时存在一定的簇间干扰现象；当簇间距>12 m时，簇间干扰有利于主缝系统的充分扩展，并且也可以一定程度的激活天然裂缝；当簇间距>14 m时，簇间干扰降低，但同时天然裂缝的激活程度也出现下降。综合考虑压裂改造充分程度和簇间干扰实际情况，推荐在最优簇间距为12 m左右进行大斜度井的密切割压裂改造。簇间距由于是影响大斜度井密切割分段压裂效果的关键因素，其最优间距需要考虑复杂天然裂缝存在条件下的最大缝网波及体积，但是传统的分段压裂技术有时会造成各段无法均衡起裂扩展。因此，为了充分实现密切割压裂的改造效果，一方面可以采用变密度射孔方案，对破裂压力相近的压裂段进行同时压裂，也可以采用如极限限流法和暂堵压裂等措施实现裂缝的充分转向，迫使压裂液更加均匀的进入射孔簇，实现更好的均衡裂缝扩展延伸。

2.3 大斜度井密切割施工液量优化

结合探井钻遇情况开展射孔段簇组合优化，基于优化结果，开展施工液量优化(900、1 100、1 300、1 500和1 700 m^3 /段)，以压后缝网改造体积为评价指标，优选合适的用液量。数值模拟结果表明，当施工液量大于1 500 m^3 /段时，压后缝网的改造体积增幅开始大幅放缓；当施工液量由900 m^3 /段增至1 700 m^3 /段时，改造体积增加了36.7%；而在900~1 300 m^3 /段范围内改造体积与施工液量呈线性增加关系，超过1 300 m^3 /段后体积增加速度逐渐变缓，因此建议施工液量为1 300~1 500 m^3 /段。

2.4 大斜度井密切割施工排量优化

在当前射孔段簇设计下，以1 500 m^3 /段作为施

工液量的基础，开展施工排量优化(5、6、7、8和9 m^3 /min)，以压后缝网改造体积为评价指标，优选合适的施工排量。数值模拟结果表明，当施工排量从5 m^3 /min增至9 m^3 /min时，改造体积增加了72.5%，体积变化规律呈现出明显的二段式变化；排量从5 m^3 /min增到7 m^3 /min时，改造体积快速增加；排量超过7 m^3 /min后，压后缝网的改造体积增幅放缓，体积变化逐渐趋于平稳的趋势。因此，综合考虑建议施工排量为7 m^3 /min。

2.5 大斜度井密切割加砂强度优化

在当前施工条件下，以施工液量为1 500 m^3 /段和排量为7 m^3 /min作为基础，开展施工加砂强度优化(1.0、1.5、2.0、2.5和3.0 m^3 /m)，以压后缝网渗透率为评价指标，优选合适的加砂强度。模拟结果表明，当加砂强度大于2.5 m^3 /m时，改造缝网的整体渗透率增幅放缓。同时，当加砂强度从1.0 m^3 /m增至3.0 m^3 /m，渗透率增加了116.6%，而加砂强度大于2.5 m^3 /m时，渗透率增加速度逐渐变缓，因此，建议加砂强度为2.5 m^3 /m。

3 大斜度井体积压裂压后评价与效果评估

在对G1大斜度井的压裂作业中，通过将压裂施工数据和压力设计进行细致比对，并结合人工裂缝三维精细模拟，开展了改造效果评估和历史拟合。为有效降低加砂风险，在G1井实际改造过程当中，采用“低砂比、缓增幅组合泵注工艺优化”方案，确保加砂作业安全高效推进。首先采用小粒径高强度陶粒注入，同时考虑多尺度裂缝充填效果，主加砂采用0.21~0.42 mm(40/70目)陶粒降低砂堵风险，尾追0.29~0.50 mm陶粒，同时采用0.10 mm小粒径支撑剂注入到微细裂缝中，从而在降低加砂风险的同时并确保储层具有较好的长期导流能力。具体施工中，为降低储层加砂风险，则采用低砂比、缓增幅的组合泵注工艺来进一步优化支撑剂铺置。该井总共完成了21级水平井分段压裂，除第10、12、14和17共4级压裂加砂符合率低于80.0%，其余压裂井段都符合初期加砂规模设计，如图5。设计总液量22 718 m^3 ，压裂实际总液量23 037 m^3 ，符合率101.4%；设计总砂量1 399 m^3 ，实际总砂量1 306 m^3 ，符合率93.4%，总体基本达到方案设计要求。结合施工压力数据分析发现，由于天然裂缝激活少，导致套压较高，加砂相

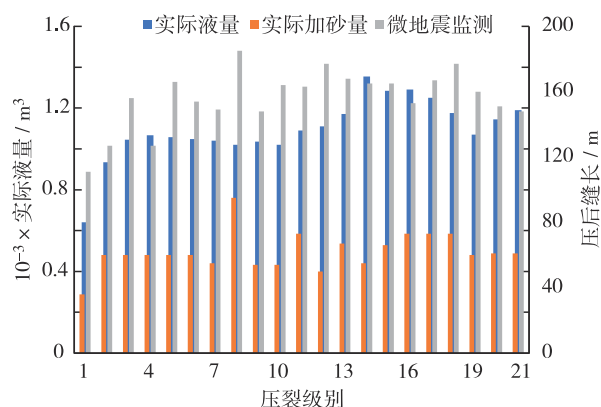


图5 大斜度井密切割压后综合参数对比

Fig. 5 The comparison of dense cluster fracturing for high deviation angel well. The blue column represents the actual fluid injection volume, the orange column represents the actual proppant injection volume, and the gray column represents the microseismic fracture mapping.

对困难。对比加砂符合率为100.0%的第5级和加砂符合率仅为57.0%的第14级来看,在第5级分段压裂过程中,随着砂比提升,主加砂段排量保持稳定,套压稳中有降,推测激活天然裂缝并扩展;而第14级压裂主加砂段,砂比虽然降低,排量保持稳定,但套压不降,推测天然裂缝激活程度低,导致施工压力高,加砂困难。

结合微地震监测结果分析表明,页岩油大斜度井大部分压后的缝网延伸长度随施工液量、加砂量的增加而增加(其中,第8段压后缝网延伸最远);少部分段簇受周围天然裂缝开启影响,主缝延伸范围受限(如第15和16段)。在压后缝网模型基础上,结合储层物性、流体性质及生产监测数据,开展历史拟合工作。由图6模拟结果可见,该大斜度井在压后缝网的模拟产能变化与实际数据吻合较好,验证了模型的可靠性与适用性。

4 结 论

1) 地质工程一体化是实现复杂储层增产提效的重要手段,而多尺度天然裂缝建模是地质工程一体化中的关键环节,综合利用钻、测井数据,建立全区精细地质模型,然后基于天然裂缝发育规律建立全区天然裂缝离散网络三维模型。精细的地质力学模型与多尺度天然裂缝模型能够准确地反映区块储层的地质特征。

2) 针对天然裂缝发育的页岩油储层,当井斜

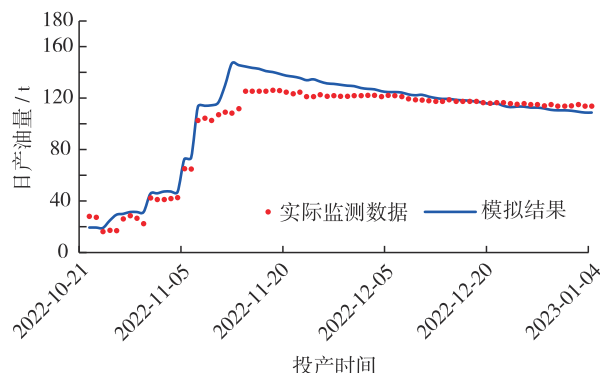


图6 大斜度井体积压裂压后缝网产量历史拟合

Fig. 6 The history match of numerical simulation production and actual production for the deviated well. The red dots represent actual monitoring data, and the blue solid line represents simulation results.

角小于 60.0° 时,初始起裂压力有一定增幅,但是总体影响较小,起裂压力增幅小于2 MPa;当大斜度段与天然裂缝夹角大于 60.0° 时,起裂压力增幅略微变大,综合考虑天然裂缝的潜在激活可能性和破裂压力数值,大斜度段与天然裂缝夹角在 $60.0^\circ \sim 90.0^\circ$ 之间存在较大的储层改造体积。

3) 通过三维裂缝扩展模拟-产量一体化模型,对多层叠置页岩油储层进行了大斜度井压裂簇间距、施工液量、排量和砂量优化设计。通过分段体积压裂密切割优化模拟,优选簇间距12 m进行密切割分段压裂,当施工液量为 $1.3 \times 10^3 \sim 1.5 \times 10^3$ m³/段、施工排量为7 m³/min、加砂强度为2.5 m³/m时,存在较好的改造体积和产量。压后改造效果评估发现模拟结果和现场结果吻合,且并没有出现砂堵现象,实际生产效果较好。

4) 针对不同类型页岩油储层,水平井和大斜度井具有不同的应用条件,水平井适用于储层厚度较大、构造变化较缓、砂体连续性好的页岩油储层,而大斜度井更适用于地层构造复杂、主力层不明显、跨度大且构造变化剧烈的页岩油储层,根据体积压裂设计要求进行水平井和大斜度井等不同井型优化,可以有效沟通不连续砂体并减少井场面积,大幅度提高井控储量和单井产量。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52374027, 51704324)

作者简介: 时贤(xianshi@upc.edu.cn), 中国石油大学(华东)副教授、博士。研究方向: 地质力学建模和储层改造

引 文: 时贤, 葛晓鑫, 张博涛, 等. 页岩油储层大斜度井密切割多簇压裂参数优化设计[J]. 深圳大学学报理工版, 2025, 42(2): 163-171.

参考文献 / References:

- [1] 姜福杰, 胡美玲, 胡涛, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油富集主控因素与模式[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 706-718.
- JIANG Fujie, HU Meiling, HU Tao, et al. Controlling factors and models of shale oil enrichment in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 706-718. (in Chinese)
- [2] 杨智, 何生, 张勇刚, 等. 准噶尔盆地腹部超压顶面附近原油地化特征[J]. 深圳大学学报理工版, 2017, 34(4): 331-343.
- YANG Zhi, HE Sheng, ZHANG Yonggang, et al. Oil geochemical characteristics near the top overpressured surface in central Junggar Basin [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2017, 34(4): 331-343. (in Chinese)
- [3] 冯有良, 杨智, 张洪, 等. 咸化湖盆细粒重力流沉积特征及其页岩油勘探意义——以准噶尔盆地玛湖凹陷风城组为例[J]. 地质学报, 2023, 97(3): 839-863.
- FENG Youliang, YANG Zhi, ZHANG Hong, et al. Fine-grained gravity flow sedimentary features and their petroleum significance within saline lacustrine basins: a case study of the Fengcheng Formation in Mahu Depression, Junggar Basin, China [J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(3): 839-863. (in Chinese)
- [4] 陈勉, 陈治喜, 黄荣樽. 大斜度井水压裂缝起裂研究[J]. 石油大学学报自然科学版, 1995, 19(2): 30-35.
- CHEN Mian, CHEN Zhixi, HUANG Rongzun. Hydraulic fracturing of highly deviated wells [J]. Journal of the University of Petroleum, China, 1995, 19(2): 30-35. (in Chinese)
- [5] 李明辉, 周福建, 胡晓东, 等. 大斜度井多簇水力压裂裂缝扩展数值模拟[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(28): 11555-11561.
- LI Minghui, ZHOU Fujian, HU Xiaodong, et al. Numerical simulation of multi-cluster hydraulic fracture propagation in highly deviated wells [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(28): 11555-11561. (in Chinese)
- [6] 梅舜豪, 袁凯, 李根. 大斜度井水力压裂裂缝形态分析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2022, 42(2): 122-123, 126.
- MEI Shunhao, YUAN Kai, LI Gen. Optimization design research of volume fracturing parameters for high-angle wells based on geological engineering integration [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2022, 42(2): 122-123, 126. (in Chinese)
- [7] 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. (in Chinese)
- [8] 朱雯钊, 苗娟, 陈思韵, 等. 深层碳酸盐岩大斜度井及水平井纤维暂堵转向分段压裂参数优化[J]. 特种油气藏, 2022, 29(3): 170-174.
- ZHU Wenzhao, MIAO Juan, CHEN Siyun, et al. Optimization of fracture parameters for staged fracturing with temporary fiber plugging and diversion in highly deviated wells and horizontal wells in deep carbonate reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(3): 170-174. (in Chinese)
- [9] VAN DE KETTERIJ R G, DE PATER C J. Numerical simulations of hydraulic fracture link-up of perforations at deviated wellbores [C]// SPE European Formation Damage Conference. Richardson, USA: OnePetro, 1999: SPE-54751-MS.
- [10] AL ISAEI O, CHAVEZ FLOREZ J, ALI N, et al. 3D petrophysical and geomechanical view for enhancing hydraulic fracturing of horizontals and highly deviated wells [C]// Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Richardson, USA: OnePetro, 2019: SPE-197901-MS.
- [11] 苏洲, 彭永洪, 徐强, 等. 库车山前大斜度井桥射联作密切割分段压裂现场试验与认识[J]. 石油工业技术监督, 2022, 38(10): 69-72.
- SU Zhou, PENG Yonghong, XU Qiang, et al. Field test of densely segmented bridge plug-perforation combination fracturing technology for highly deviated wells in Kuqa piedmont and some understandings [J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2022, 38(10): 69-72. (in Chinese)
- [12] 宋景远, 姚谋, 景文平, 等. 环江油田巴 19 区块长 7 段钙夹层评价与大斜度井分段压裂优化[J]. 钻探工程, 2021, 48(10): 29-35.
- SONG Jingyuan, YAO Mou, JING Wenping, et al. Calcic interbed evaluation and multi-stage frac optimization for high deviation wells in Chang-7 reservoir, Ba-19 Block of

- Huanjiang Oilfield [J]. *Drilling Engineering*, 2021, 48(10): 29-35. (in Chinese)
- [13] 程垒明. 吉木萨尔凹陷页岩油水平井地质工程一体化三维压裂设计探索[J]. *石油地质与工程*, 2021, 35(2): 88-92.
- CHENG Leiming. Exploration of geological engineering integrated 3D fracturing design for horizontal wells in Jimsar shale oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Engineering*, 2021, 35(2): 88-92. (in Chinese)
- [14] 王小军, 梁利喜, 赵龙, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组含油页岩岩石力学特性及可压裂性评价[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 661-668.
- WANG Xiaojun, LIANG Lixi, ZHAO Long, et al. Rock mechanics and fracability evaluation of the Lucaogou Formation oil shales in Jimusaer Sag, Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 661-668. (in Chinese)
- [15] 梁成钢, 谢建勇, 陈依伟, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩储集层裂缝成因及耦合关系[J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(5): 521-528.
- LIANG Chenggang, XIE Jianyong, CHEN Yiwei, et al. Genesis and coupling relationship of fractures in shale reservoir of Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(5): 521-528. (in Chinese)
- [16] 付锁堂, 王文雄, 李宪文, 等. 鄂尔多斯盆地低压海相页岩气储层体积压裂及排液技术[J]. *天然气工业*, 2021, 41(3): 72-79.
- FU Suotang, WANG Wenxiong, LI Xianwen, et al. Volume fracturing and drainage technologies for low-pressure marine shale gas reservoirs in the Ordos Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(3): 72-79. (in Chinese)
- [17] 许国, 王长海, 周晓琴. 基于地质特征驱动的三维地质建模技术[J]. *深圳大学学报理工版*, 2022, 39(4): 417-423.
- XU Guo, WANG Changhai, ZHOU Xiaoqin. Geological feature driven 3D geological modeling [J]. *Journal of Shenzhen University Science and Engineering*, 2022, 39(4): 417-423. (in Chinese)
- [18] 刘合, 匡立春, 李国欣, 等. 中国陆相页岩油完井方式优选的思考与建议[J]. *石油学报*, 2020, 41(4): 489-496.
- LIU He, KUANG Lichun, LI Guoxin, et al. Considerations and suggestions on optimizing completion methods of continental shale oil in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(4): 489-496. (in Chinese)
- [19] 张云逸. 页岩油水平井穿层压裂先导性试验——以鄂尔多斯盆地庆城油田华H100平台为例[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(4): 92-104.
- ZHANG Yunyi. Pilot test of cross-layer fracturing in horizontal shale oil well: a case study of Hua H100 platform in Qingcheng Oilfield [J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(4): 92-104. (in Chinese)
- [20] 汤继周, 王小华, 杜现飞, 等. 扇形井网体积压裂地质工程一体化参数优化方法[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(4): 845-852.
- TANG Jizhou, WANG Xiaohua, DU Xianfei, et al. Optimization of integrated geological-engineering design of volume fracturing with fan-shaped well pattern [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 845-852. (in Chinese)
- [21] 汤继周, 张卓, 张丰收, 等. 陆相页岩储层水平井无限级压裂工艺优化[J]. *岩石力学与工程学报*, 2023, 42(9): 2096-2108.
- TANG Jizhou, ZHANG Zhuo, ZHANG Fengshou, et al. Optimization of unlimited stage fracturing technology for horizontal wells in continental shale formation [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2023, 42(9): 2096-2108. (in Chinese)

【中文责编:晨兮;英文责编:天澜】