

引用: 王瑞杰, 王永康, 马福建, 等. 页岩油地质工程一体化关键技术研究与应用: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段为例[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 151-163.
Wang Ruijie, Wang Yongkang, Ma Fujian, et al. Research and application of key technologies of geology and engineering integration for shale oil development: a case study of Chang 7 member of the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 151-163.

页岩油地质工程一体化关键技术研究与应用 ——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段为例

王瑞杰¹ 王永康¹ 马福建² 陈旭峰¹ 梁晓伟¹ 刘 原² 齐 银¹ 丁 黎¹
陈 波¹ 王利鹏² 柴慧强¹ 潘元炜² 刘 博² 卢庆治²

(1 中国石油长庆油田公司; 2 斯伦贝谢公司)

摘 要: 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组长7段页岩油储层主要为深湖相泥页岩和重力流砂体的交互沉积, 储层的分布在垂向和横向上均复杂多变, 单砂体厚度薄, 同时又受到天然裂缝的影响。针对该区页岩油开发中存在的井位部署、高效钻井和科学压裂等技术难题, 提出了一套地质工程一体化解决方案。在综合地质研究的基础上, 建立三维精细地质、油藏和地质力学模型, 进行钻井位置优选、工厂化平台设计、钻井作业实施和地质导向方案优化, 使井轨迹设计科学合理, 钻井过程中既可以提高储层钻遇率, 同时又能够降低钻井完井时间; 结合地质力学模型和油藏数值模拟, 为合理的压裂设计和施工提供保障; 在返排和生产阶段, 考虑地质、油藏、地质力学条件和压裂施工状况, 进行针对性返排作业且制订科学生产制度, 保证后期生产阶段具有较高的单井产量与井区的最终长期累计产量。

关键词: 鄂尔多斯盆地; 页岩油; 地质工程一体化; 地质建模; 三叠系延长组; 长7段

中图分类号: TE319 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2022.01.015

Research and application of key technologies of geology and engineering integration for shale oil development: a case study of Chang 7 member of the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin

Wang Ruijie¹, Wang Yongkang¹, Ma Fujian², Chen Xufeng¹, Liang Xiaowei¹, Liu Yuan², Qi Yin¹, Ding Li¹,
Chen Bo¹, Wang Lipeng², Chai Huiqiang¹, Pan Yuanwei², Liu Bo², Lu Qingzhi²

(1 PetroChina Changqing Oilfield Company; 2 Schlumberger)

Abstract: The reservoir of Chang 7 member shale oil in Longdong area is mainly composed of interbedding layers of deep lacustrine shale and gravity-flow sandstone, which is characterized by strongly heterogeneous reservoir distribution vertically and laterally and thin single sand layer, with natural fractures developed. In view of the technical challenges in shale oil development, such as well location placement, high-efficiency well drilling and customized well stimulation, a complete set of geology and engineering integrated solution is proposed. Firstly, by applying the comprehensive geological study results, 3D fine geological and geomechanical modeling and reservoir simulation are performed, and then well location selection, well-factory platform design, well drilling and geosteering schemes optimization are implemented to ensure that the well trajectory is reasonable and applicable, reservoir penetration rate is improved while well drilling and completion time is reduced; The combined geomechanical model and reservoir simulation enable the rational fracturing design and operation; In the flowback and production stage, a pertinent scheme is designed by considering the geological, oil reservoir, geomechanical and well completion conditions for fracturing operation to achieve the maximized single well production as well as a long-term cumulative production of the well block.

Key words: Ordos Basin, shale oil, geology and engineering integration, geomodeling, Triassic Yanchang Formation, Chang 7 member

第一作者简介: 王瑞杰(1978-), 男, 甘肃会宁人, 本科, 2000年毕业于江汉石油学院, 高级工程师, 现主要从事非常规油气藏开发工作。地址: 甘肃省庆阳市西峰区石油东路长庆油田陇东生产指挥中心陇东页岩油开发项目部, 邮政编码: 745000。E-mail: wrj_cq@petrochina.com.cn

收稿日期: 2021-09-22; 修改日期: 2021-12-16

0 引言

鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组长7段页岩油经过多年攻关获得重大突破,在2019年发现了10亿吨级的庆城大油田,为中国石油在非常规油气领域注入了新鲜的血液和活力。长7段储层的探明资源量约为 $20 \times 10^8 \text{t}^{[1]}$,资源潜力巨大。然而,复杂的薄层中—细砂岩分布特征和多变的含油性特征,以及泥页岩夹层和微断层/裂缝均超出地震分辨率的识别范围,从而加大了长7段页岩油的开发难度。

陇东地区有效砂体在横向和垂向上分布复杂多变。垂向上,薄砂层(1~7m)常与泥页岩层互层分布。由于储层是深湖—半深湖背景下的重力流与浊流混合沉积,横向有效砂体与泥岩呈指状交互分布。这为水平井钻遇率的提高带来较大的困难。

随着研究区地震资料品质的提升与成像测井的广泛应用,对于断裂和裂缝的认识越来越深入,但是断裂对钻井和完井,甚至生产方面的影响与认识存在很大的提升空间。地质工程一体化解决方案在针对非常规储层的科学布井和高效钻井方面具有一套有效且科学的方法体系^[2]。本文通过地质工程一体化思路对陇东地区页岩油开发存在的挑战加以阐述,重点描述裂缝刻画技术,以及利用多学科综合研究裂缝属性,并且把认识应用到后期的压裂设计,以及返排和生产制度优化方面。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地是一个整体沉降、拗陷迁移、构造简单的大型多旋回克拉通叠合盆地,横跨陕西、甘肃、宁夏、内蒙古及山西5省(自治区),划分为西缘冲断带、天环拗陷、伊陕斜坡、晋西挠褶带、伊盟隆起和渭北隆起6个构造单元,陇东地区是鄂尔多斯盆地页岩油的主要富集区(图1)。

上三叠统延长组沉积期主要发育一套内陆拗陷湖盆碎屑岩沉积,自上而下可分为10段(长1段—长10段),其中长7段沉积期为最大湖泛期。根据岩性组合及沉积旋回,长7段自下而上可分为长 7_3 、长 7_2 和长 7_1 三个小层。其中长 7_3 小层沉积期为湖盆发育的鼎盛期,湖盆面积最大,主要沉积一套富有机质的泥页岩,夹薄层砂岩^[2-3]。长 7_2 —长 7_1 小层沉积期,盆地整体抬升,湖盆面积逐渐减小。研究区内发育多套重力流和浊流的细砂岩和泥页岩的交互沉积。为了对长7段烃源岩层系内的石油资源进行统筹规划、整

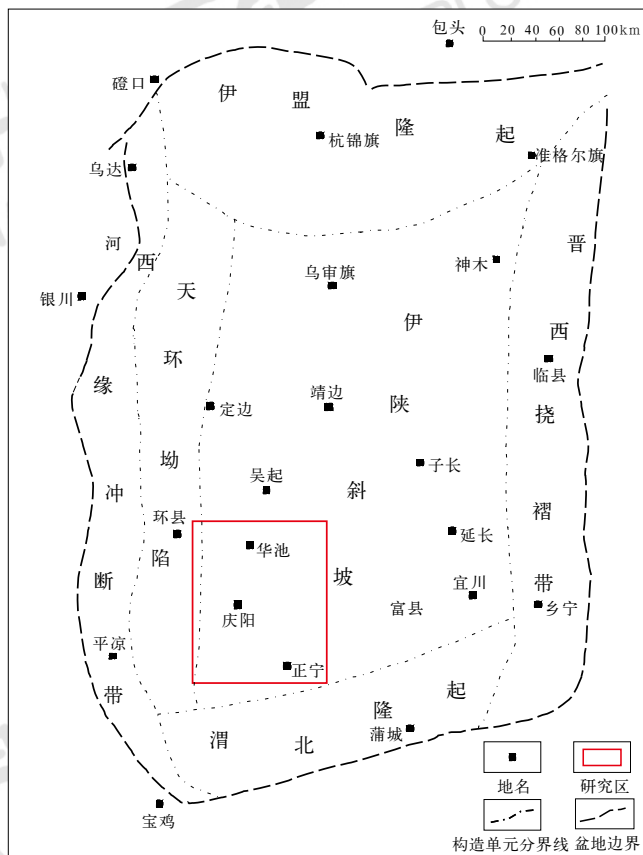


图1 研究区构造位置图(据文献[2])

Fig.1 Structural location of the study area (according to reference [2])

体系统研究与攻关,结合盆地长7段地质特征与勘探开发实践,中国石油长庆油田公司采用广义页岩油定义。鄂尔多斯盆地中生界页岩油是指三叠系延长组长7段烃源岩发育层系内致密砂岩和泥页岩中未经过长距离运移而形成的石油聚集^[3]。本文研究重点层系为长 7_1 和长 7_2 小层,其岩石物理属性及地层划分见图2。

2 地质综合研究

从岩心观察和单井沉积相分析开始,利用层序地层学旋回对比方法对小层进行划分和对比,通过砂地比、沉积环境、有机地球化学、地球物理等方法深入分析砂体和烃源岩平面和剖面的展布规律等综合地质研究,前人已经做了大量的工作^[1-9]。冯张斌等^[2]对地质研究和钻井方面的一体化工作已有研究。本文从天然裂缝入手,从天然裂缝的发育机理、观测手段,以及天然裂缝对钻完井和生产阶段的影响等方面展开论述,希望对今后研究区页岩油开发起到抛砖引玉的作用。

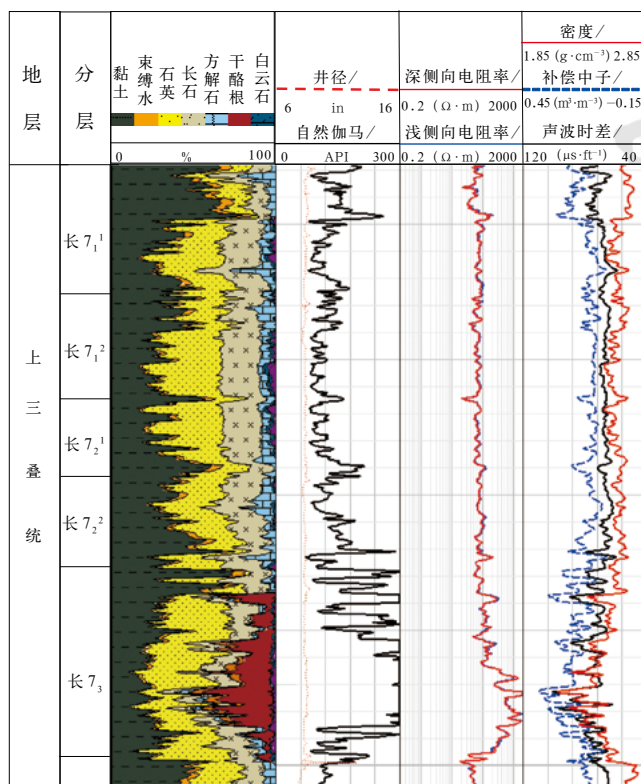


图 2 研究区典型井地层格架与岩石物理属性图

Fig.2 Stratigraphic framework and petrophysical properties in typical well in the study area

陇东地区的基底断裂系统对后期鄂尔多斯盆地发育和地层均有一定程度的影响，在研究区分布的基底断裂系统主要分为 3 个系列：东西向断裂（庆阳—富县—宜川断裂）、北东向断裂（庆阳—大同断裂带）和北西向断裂（定边—华池断裂）。前人研究结果显示，东西向断裂、北东向断裂均有现今活动的证据^[10]，尤其对三叠系有效烃源岩展布、砂体发育、天然裂缝发育和油气运移均有非常深远的影响^[11-12]。

印支期，强烈的造山运动使得南华北地区大规模隆升，秦岭造山带在此期间成型，该时期盆地沉积格局变化不大，沉积环境稳定，以湖泊—三角洲相为主^[13]，长 7 段页岩油层段沉积期为该时期最大湖泛期；燕山期，古太平洋板块开始向新生的亚洲大陆斜向俯冲，华北板块中东部地区总体处于左旋挤压构造环境，鄂尔多斯盆地东部显著向西掀斜，盆地西南缘发生强烈陆内变形和多期逆冲推覆，形成了盆地西部拗陷、东部掀斜抬升的古构造格局；喜马拉雅期，受来自西南方向青藏高原隆升的挤压作用影响，其构造的主要表现形式为平移、挤压、伸展、走滑^[13]。在整体隆升的大背景下，局部地区由于差异性隆升而形成张性构造。

通过对研究区邻近区域的地震资料进行蚂蚁体分析，可以看到该区大致上分为两组天然裂缝体系：一类为近南北向，包括北北东—北北西向的共轭裂缝；一类为近东西向，包括北东东向和北西西向裂缝（图 3）。根据上述区域构造背景和构造历史，推测近南北向裂缝体系可能为燕山期构造活动和基底断裂体系隐形活动共同作用的结果，近东西向裂缝体系可能为喜马拉雅期构造运动和基底断裂隐形活动共同作用的结果。不同裂缝体系的导流能力与裂缝本身的产状和现今地应力状态有关，本文将在下面结合地质学和成像测井数据解释做进一步探讨。

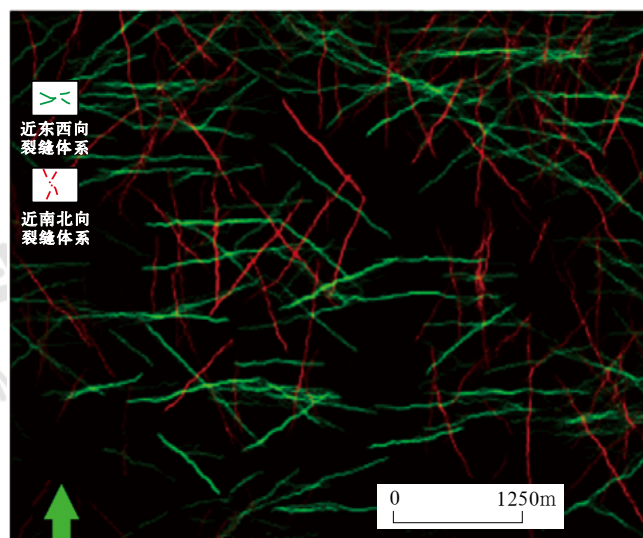


图 3 研究区邻区地震蚂蚁体对天然裂缝的响应

Fig.3 Seismic ant tracking response of nature fractures in the adjacent study area

钻井取心通常在直井中获取，通过研究区 12 口井岩心观察发现高角度天然裂缝和低角度天然裂缝（图 4）。由于并非定向取心，很难判定裂缝的走向。高角度裂缝一般在粉—细砂岩中发育，通常受到泥岩的隔断（图 4b），部分裂缝有方解石充填（图 4c），裂缝开度大多数在 1mm 以内。

随着成像测井技术的发展和进步，现有成像测井数据已经能为非常规油气资源开发提供新的视角和信息，尤其对于天然裂缝的刻画（图 5）。成像测井数据通常能够提供关于天然裂缝的各种属性，包括裂缝密度、倾向、倾角、开度^[14-15]。然而，每种数据均有其自身的局限性。通常来讲，直井的成像资料主要观测低角度天然裂缝和部分高角度天然裂缝；而水平井的成像资料主要观测与井筒正交或斜交的高角度天然裂缝。



图4 钻井取心观察到的天然裂缝

Fig.4 Fractures observed in core

- (a) 暗色中—细砂岩中发育的中—高角度裂缝；(b) 亮灰色中—细砂岩中发育高角度裂缝；(c) 近直立裂缝在砂泥岩界面中止；(d) 暗色中—细砂岩中同时发育低角度和高角度裂缝

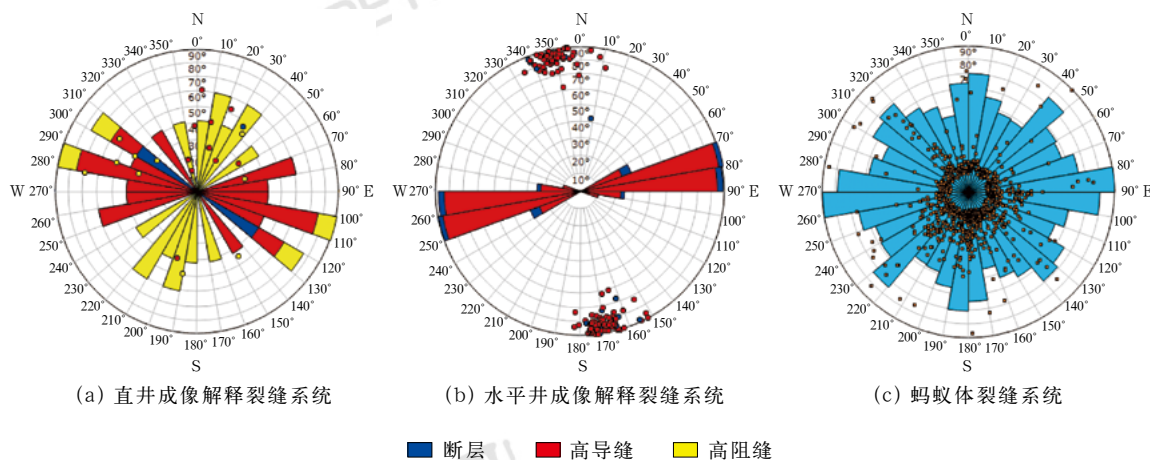


图5 天然裂缝观测情况对比图

Fig.5 Comparison of fracture characterization from various data sources

基于岩心观察、成像测井数据、地震数据、钻井数据和区域构造分析建立的地质模型，除了三维可视化储层品质，如孔隙度、渗透率和饱和度外，还可以把天然裂缝进行可视化（DFN）。这样一个综合性的地质模型不仅可以用来指导井位部署和钻井实践（图7），而且可以在后续的压裂、返排、生产模拟

地震资料对于天然裂缝的刻画已经广泛应用于当今的非常规油气开发实践中。由于鄂尔多斯盆地黄土塬覆盖，直接影响地震资料在该区的应用。但是随着科研人员的不断攻关和创新，近几年最新采集和处理的资料品质已经极大提高，可以为长7段页岩油开发提供相应的支持。根据研究区的地震资料可以刻画出4组天然裂缝：(1) 近东西向（ $\pm 15^\circ$ 左右）；(2) 北东东向；(3) 北西西向；(4) 近南北向（ $\pm 15^\circ$ 左右）。4组天然裂缝中低角度裂缝居多，高角度裂缝也有发育。

对于天然裂缝的刻画，还可以从钻井过程中得到一定信息，并且在后期综合分析中多种数据相互验证。通过电阻率成像测井发现（图6），在深度3660~3685m处发育高角度断层带，包括16个高导缝、5个断层。深度3665m和3680m图像上的黑色低电阻率异常处为主断面，对应在常规测井曲线上自然伽马值略高，深侧向电阻率、浅侧向电阻率为明显低值，三孔隙度曲线均有明显响应。该断层带附近斯通利波时差明显增大，在波形上见到典型的衰减和反射特征，表明断层带具备良好的渗透性能。H1井的钻进过程中，在3665m处发生了失返性漏失，这与上述的测井解释结论一致。

和分析中作为基本输入，指导相关设计和实践。

图7展示了基于综合地质研究和建模成果进行的井平台和井轨迹的设计结果，其中红色圆点为成像资料解释出来的微断层，从地质导向模型中可以推断出断层垂直断距在2~3m，这种规模的断层在地震资料上基本上没有显示。图中蓝色圆圈处发生失返性漏失。

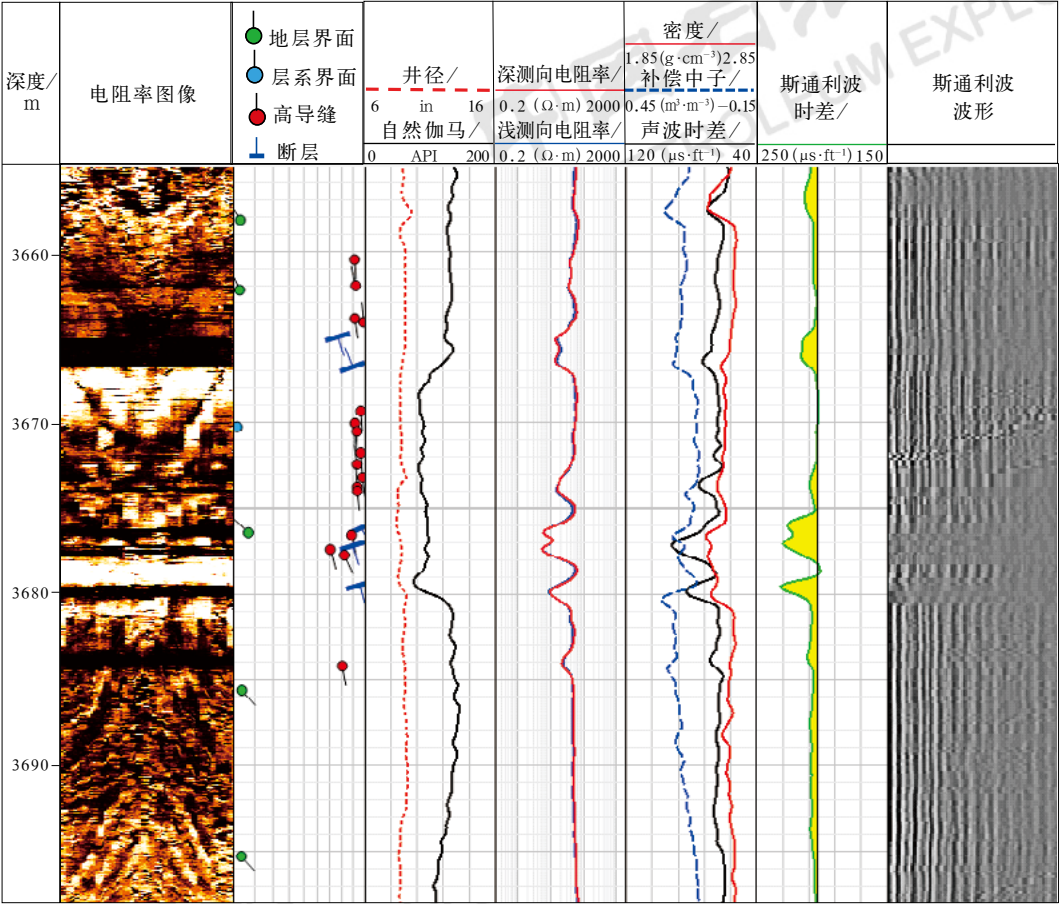


图 6 研究区 H1 井声电成像综合成果图

Fig.6 Comprehensive interpretation results of acoustic and electric images in Well H1 in the study area

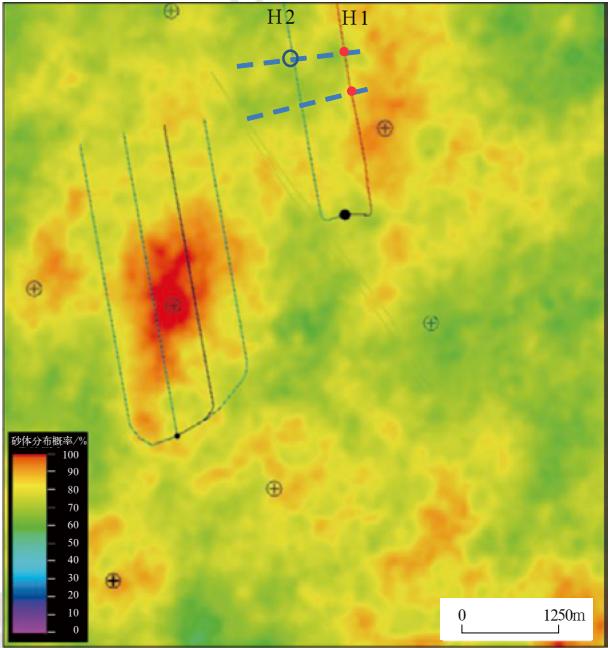


图 7 基于地质建模成果的井平台设计示意图 (据文献 [2])

Fig.7 Schematic diagram of well platform design based on geological model (according to reference[2])

在钻完 H1 井后，进行了过钻头成像测井，根据成像资料解释获知有两处发育微断层，断层走向如图中蓝色虚线所示。基于测井解释的断层走向和开度能够很好地预测后续钻井 H2 井的钻井液漏失位置和大概情况，钻井工程师可以提前采取预防措施和准备堵漏材料，为“无意外”钻井提供有价值信息，从而提升钻井效率。

天然裂缝的开度是重要的刻画参数之一，对裂缝的导流能力有较强的控制作用。本文对研究区的成像测井资料进行分析后发现：裂缝开度与裂缝走向具有较强的对应关系，裂缝走向与现今最大水平主应力方向（83°~85°）夹角越小，裂缝开度越大（图 8）。利用这种对应关系回归得到的经验公式可以计算天然裂缝的开度，从而计算出三维综合地质模型中天然裂缝的导流能力，最终应用到后期的压裂设计、返排设计和指导生产的油藏数值模拟。

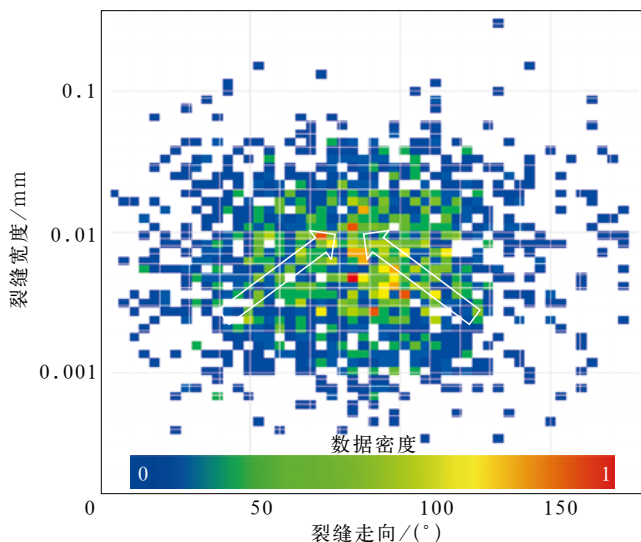


图8 成像资料中裂缝开度与裂缝走向的对应关系

Fig.8 Relationship between fracture openness and strike of image logging

3 地质力学研究

为了更好地支持井轨迹设计和压裂设计,本文开展了研究区某平台的三维地质力学精细建模。模型集成了地质层位和构造,并采用井震结合的技术建立三维地质力学参数属性体,包括杨氏模量、泊松比、单轴抗压强度和内摩擦角等。集成三维孔隙压力场和边界条件,最后采用非线性有限元模拟器进行原场地应力模拟(图9),图中箭头展示了最大水平主应力方向,井轨迹走向基本上垂直于最大水平主应力方向。地质力学建模的具体技术流程在相关文献中已有详细论述^[16]。

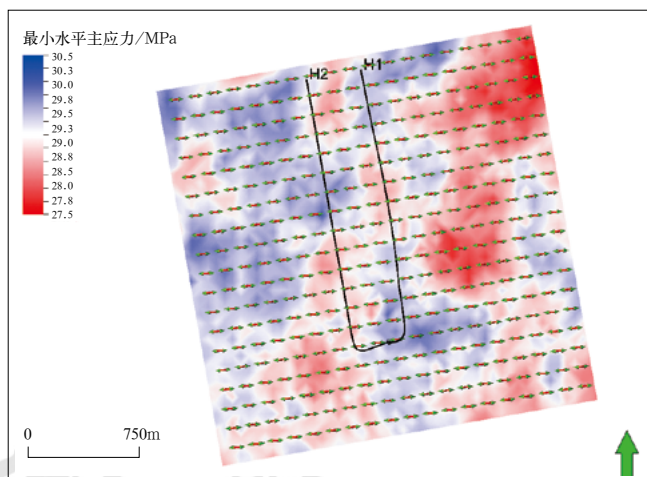


图9 研究区某平台精细地质力学模型的最小水平主应力分布图

Fig.9 Minimum horizontal stress distribution in geomechanical model on a platform in the study area

获得原场地应力后,需要进一步考虑天然裂缝在当前应力条件下的受力状态及稳定性。天然裂缝稳定性是井轨迹设计和压裂优化设计的重要参考因素。在不同的地应力条件下,天然裂缝处于不同的受力状态,而裂缝的稳定性可以依据摩尔—库仑强度准则来判断。首先,从三维地质力学模型中抽取裂缝面所在位置的应力张量(包括6个应力分量或3个主应力);然后通过应力张量变换,计算裂缝面正应力 σ_n 与剪应力 τ ;最后,将正应力与剪应力代入摩尔—库仑准则公式,就可以评估天然裂缝的稳定性。

将摩尔—库仑准则进行简单的数学变换,可以计算天然裂缝的滑动因子(S),能够更便捷地表征天然裂缝发生滑动的风险。当滑动因子小于1,裂缝处于稳定状态;滑动因子等于1,裂缝达到极限应力状态;滑动因子大于1,裂缝发生滑动。滑动因子计算公式如下

$$S = \frac{\tau}{c + \sigma_n \tan \phi} \quad (1)$$

式中 σ_n ——裂缝面正应力, MPa;
 τ ——剪应力, MPa;
 c ——天然裂缝内聚力, MPa;
 ϕ ——天然裂缝内摩擦角, (°)。

其中, $\tan \phi$ 也可以称为内摩擦系数 μ ,通过统计大量岩石的室内实验结果,内摩擦系数 μ 通常在0.6~1之间^[17-18]。内聚力 c 无法直接测量,但是可以通过单轴抗压强度和内摩擦角计算得到。对于弱胶结的天然裂缝,内聚力可以忽略不计。

由于裂缝面并非平整面,以及受内部自我支撑机制的作用,剪切滑动对天然裂缝的导流能力有显著影响^[18-19]。一般认为,发生滑动的裂缝其开度会增大,导致裂缝渗透率增大,在钻井过程中引起漏失,在压裂过程中造成压裂液滤失和增加砂堵风险。图10展示了天然裂缝导流能力与稳定性的关系。在井筒与地层温度平衡的条件下,流体进出井筒会导致温度测井发生变化。在成像测井识别到断层或裂缝的深度,如果温度梯度发生局部突变,就表明断层或裂缝具有高导流能力,反之则表示低导流能力。图10将天然裂缝分为高导流能力和低导流能力两类,图中每个点代表一条裂缝,红线和黑线分别为 $\mu=0.6$ 和 $\mu=1.0$ 摩尔—库仑破坏包络线,高于红线的裂缝发生了滑动。可以看出,高导流能力的天然裂缝大多数处于发生滑动的状态,而低导流能力的天然裂缝恰好相反。

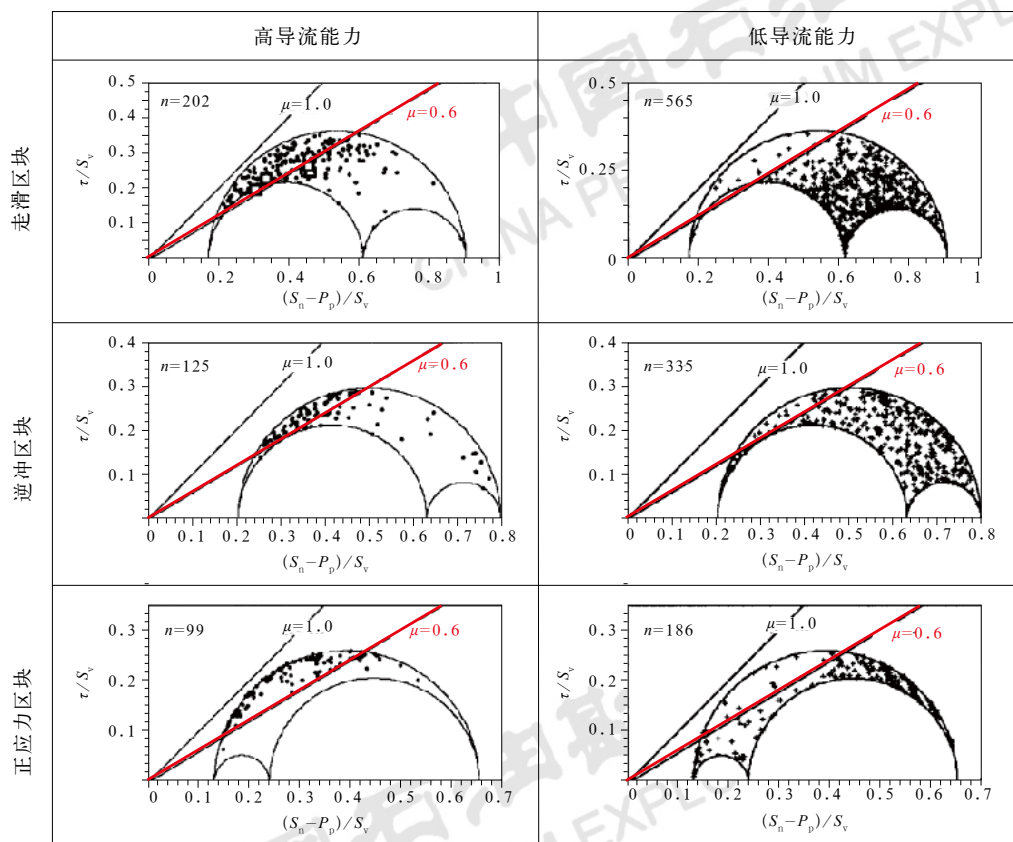


图10 裂缝稳定性对导流能力的影响 (据文献[17])

Fig.10 Influence of fracture stability on conductivity (according to reference [17])

 P_p —孔隙压力; S_v —垂向压力; S_n —正应力; n —裂缝条数

对研究区内的天然裂缝开展应力状态计算和稳定性分析,考虑较保守的裂缝强度参数, $c=0$, $\phi=20^\circ$, 结果如图11所示。其中,左图为每条裂缝受力的摩尔—库仑图,高于库仑破坏包络线意味着裂缝发生滑动;

右图为极坐标图,倾角在 40° 以上、走向接近东西向 ($NE45^\circ$ — $NE110^\circ$) 的裂缝滑动风险高。由于区内最大水平主应力近东西向,上述产状的裂缝受到的应力差最大,是最不利于裂缝稳定性的受力状态。

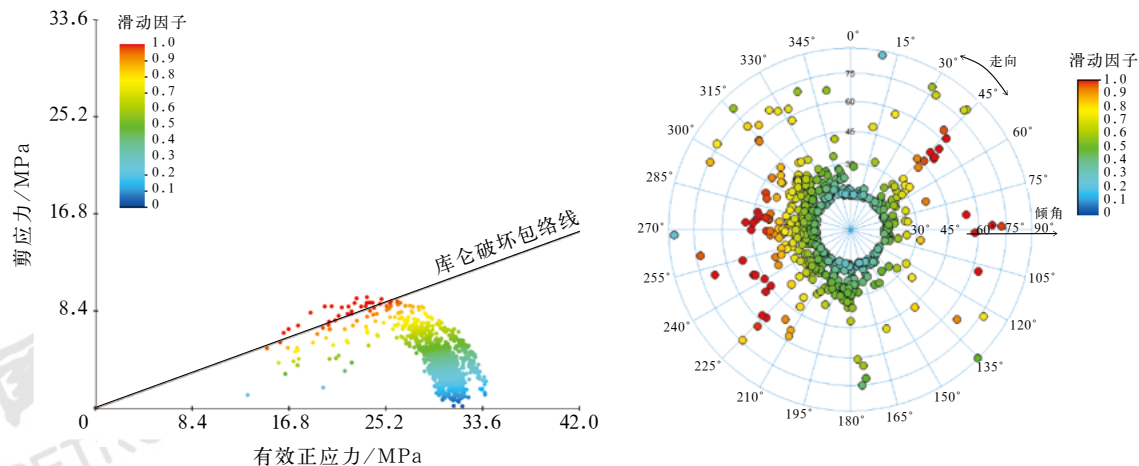


图11 天然裂缝稳定性分析的摩尔—库仑图(左)和极坐标图(右)

Fig.11 Mohr-Coulomb diagram (left) and polar coordinate diagram (right) for natural fracture stability analysis

综上可知,当天然裂缝走向与最大水平主应力夹角小于 45° 时,不稳定性增强,导流能力也随之增大,作为不同学科相互验证的很好例证,成像测井资料解释结果也可以看到这部分裂缝开度较大(图8),在压裂设计中,需要考察井周裂缝在原始地应力条件下的稳定性。如果处于极限应力状态的裂缝较多,裂缝具有高导流能力,压裂过程中压裂液容易滤失,增大近井筒砂堵的风险。此时需要考虑提高压裂液黏度,从而提高携砂能力。

4 多级压裂工程设计、施工与评价

水平井多级压裂的设计、施工与评价是地质工程一体化解决方案中的重要组成部分。在地质认识、水平井轨迹设计及水平井井筒钻遇等关键技术环节得到合理优化的前提下,通过水平井测井成果和地质综合认识形成完井与压裂工程、工艺方面的优化方案,并在实施过程中更新地质与油藏认识,对于提高区块认识、理清核心工程因素、增强整井乃至区块表现,均具有重大意义。

地质工程一体化解决方案在多级压裂设计、施工与评价上主要表现在完井策略优化、压裂工艺形式与参数优化、工程现象与认识3个方面。

4.1 完井策略优化

地质工程一体化在完井策略优化方面具有较明确的应用。Baihly等在2010年前后提出根据水平井测井条件对页岩油气水平段完井进行分级差异化处理,突出水平段非均质性与工程工艺方法上的差异性,能够使储层品质(RQ)与完井品质(CQ)相对一致的相邻储层得到更好的井筒覆盖率与改造体积^[20]。工程化井筒分级方法也被应用在本文研究当中。依据此前建立的三维地质力学模型,结合测井与钻井中所获取的井筒油藏品质和完井品质(应力梯度和裂缝属性等),秉承“相似归类,少段多簇”的原则将油藏品质与完井品质相对均一的井段放在同一级次,尽量减小簇间物性差异,促使水力裂缝均匀起裂与延伸。同时,设计射孔簇位置时,在满足一定簇间距的前提下还需要精细优化。除了参考完井品质以外,保证射孔簇较高的起裂效率,还需要考虑近井天然裂缝的影响,促使水力裂缝能够充分延伸,增大油藏接触面积,并最终提高水平层段覆盖率。

成像测井结果、岩心观察和地震资料等综合研究表明,H1井井周广泛发育近南北向和近东西向的两组

天然裂缝,且近东西向的天然裂缝开度相对较大,渗透率较高,对后期压裂改造中的压裂液滤失可能造成较严重的影响。同时,结合天然裂缝稳定性分析结果,近东西向的天然裂缝更容易被激活,将直接影响水力裂缝的扩展。近南北向天然裂缝开度小,渗透率相对较低。为了进一步明确天然裂缝对水力裂缝扩展的影响程度,以某压裂段为例,采用非常规水力裂缝模拟器UFM^[21]进行模拟,结果显示(图12),整体上,受天然裂缝影响,水力裂缝呈现出非对称延伸的特征。近东西向天然裂缝更容易被激活,压裂液在缝内流动,铺设一定量支撑剂而导流能力较强。近南北向天然裂缝相对较难被激活,对水力裂缝扩展影响较小,推测与天然裂缝开度小,以及天然裂缝与水力裂缝夹角较大有关。

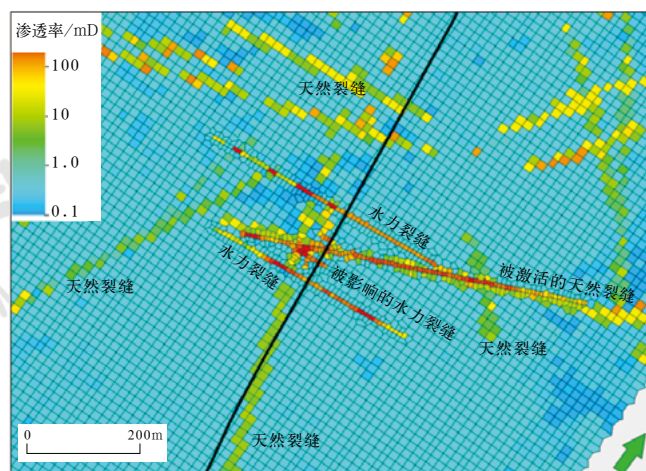


图12 压裂模拟结果展示天然裂缝对水力裂缝的影响

Fig.12 Influence of natural fractures on hydraulic fractures according to the fracturing simulation results

因此,分段分簇设计时,应尽量避免选择近东西向天然裂缝较发育的位置,防止近井水力裂缝扩展复杂,压裂液滤失过快导致携砂困难,从而增加砂堵风险。近南北向天然裂缝虽然影响相对较小,但为了保证施工效率,可适当考虑。根据地质工程一体化改造理念,结合油藏品质和完井品质评价结果,提出了适用于H1井的工程化完井设计(图13)。

4.2 压裂工艺形式与参数优化

地质工程一体化研究对压裂工艺的参数选择具有较大的影响。近年来随着国内非常规与致密油藏开发节奏的加快,体积压裂成为针对水平井改造的重要工程方法。然而体积压裂并非简单要求液量、排量的无限增加。合理细分切割水平段,并提升储层的有效接触面积,从而与实际油藏形成足够的空间接触,才

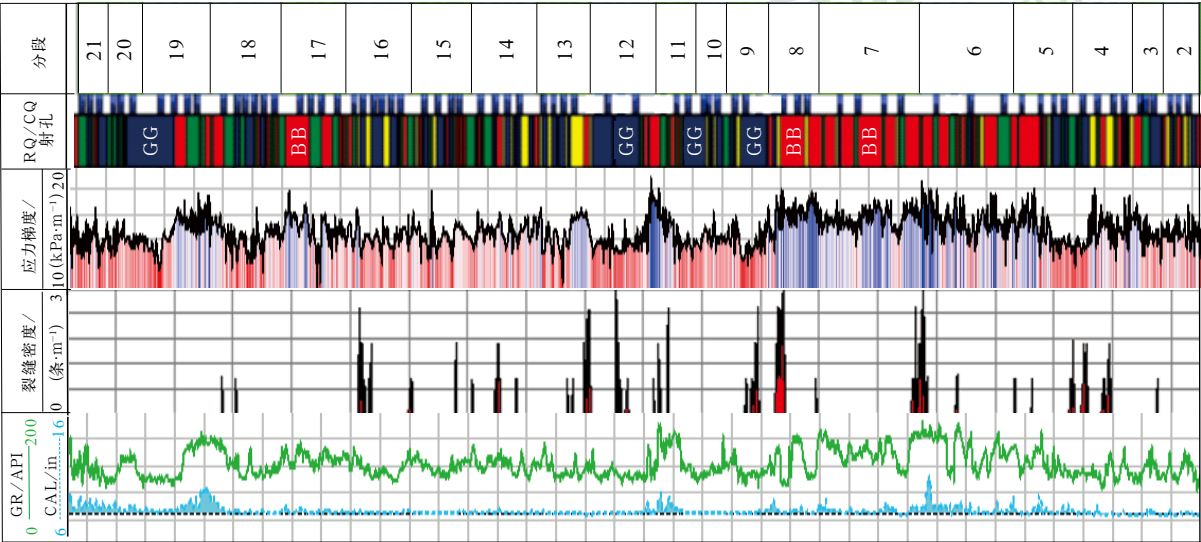


图 13 基于储层品质 (RQ) 与完井品质 (CQ) 的完井压裂设计

Fig.13 Fracturing design based on reservoir quality (RQ) and completion quality (CQ)
压裂分段综合考虑储层品质和完井品质，GG 代表储层品质与完井品质均好的井段，BB 代表储层品质与完井品质均差的井段

是体积压裂真实的核心思想。从项目前期地质与油藏的认识，尤其是岩石力学与层理条件等多方面的认识看，研究区储层岩性层理性较强，纵向应力非均质性强，但缺乏明确的应力遮挡隔层。基于此特点，在本文研究的试验井中实验了“少液多砂，控缝高增缝长”的体积压裂策略，并且采用纤维加砂的工艺形式增加有效裂缝在垂向上的连通能力，从而尽可能将主力砂体纵向周边分布的薄油层或差油层均有效连接支撑裂缝与生产系统（表 1）。此外，前期一体化研究中发现井筒周边部分位置存在断层与裂缝高度发育的情况（图 13）。因此，压裂参数设计中，针对该部分层位采用“控制射孔簇数，精准射孔位置，减少入地液量，降低压裂规模”的策略，同时对压裂工艺参数进行修正，减少断裂带、断层可能存在的液体滤失、不规则裂缝、套管变形等方面的风险。

4.3 工程现象与认识

地质研究工作中的认识与警示在压裂工程现象中也得到了充分响应。得益于地质油藏的整体认识，井筒甜点选择与工程设计的优化方案趋于合理，在作业过程中未遇到起裂、加砂、砂堵等与储层相关的问题。完井压裂的实际施工参数与理论设计基本保持一致。典型的施工作业曲线见图 14。

工程现场作业过程中，停泵压力等部分工程参数与地质油藏认识高度一致。以 H1 井为例，因为该井

表 1 压裂工艺设计指标表		
Table 1 Key parameters of fracturing design		
工艺参数	1 井（纤维压裂）	2 井（部分纤维压裂）
改造段数	21 级 +20 次转向	30 级 +8 次转向
完井工艺	射孔桥塞	射孔桥塞（10 级）、连油喷砂（20 级）
排量 /m³	4~6	3~6
胶液（主压裂）/m³	16876	16930
滑溜水（顶替与转向）/m³	3329	1703
40~70 目石英砂 /m³	538	512
20~40 目石英砂 /m³	2125	2057

采用了整井纤维加砂工艺，作业风险极低，大部分级段作业中净压力变化不大，所以整井不同层段的停泵压力与起始应力模型基本一致，仅在部分级次断层带位置（第 6 段、第 12 段）出现作业停泵压力与相邻井段偏差较大的情况（与断层、东西向裂缝的存在关联极大，图 15）。此外，地质与测井认识上可压裂性较好的层段实际停泵压力普遍较低（第 15 段、第 21 段），而岩性条件相对复杂、砂体较薄的部分层段作业与停泵压力相应提高（第 2 段—第 5 段、第 8 段—第 11 段等）。该工程现象也印证了在鄂尔多斯盆地长 7 段储层中，岩性和裂缝系统与应力条件之间较强的相互影响关系，是作为完井压裂设计的重要依据。

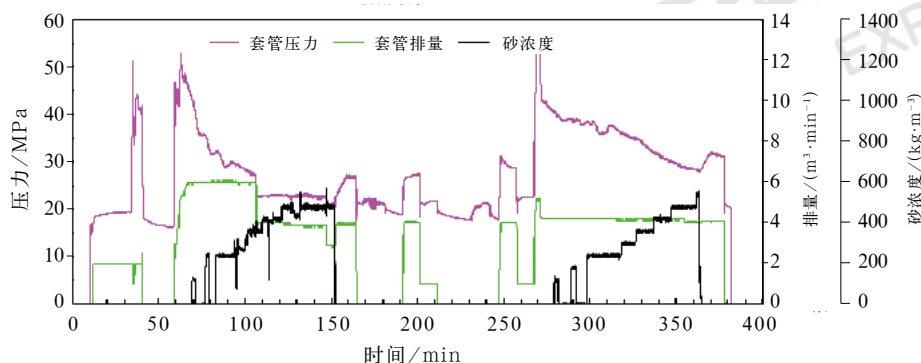


图 14 典型施工作业曲线 (H1 井第 4 段)

Fig.14 Typical fracturing operation curve (Stage 4, Well H1)

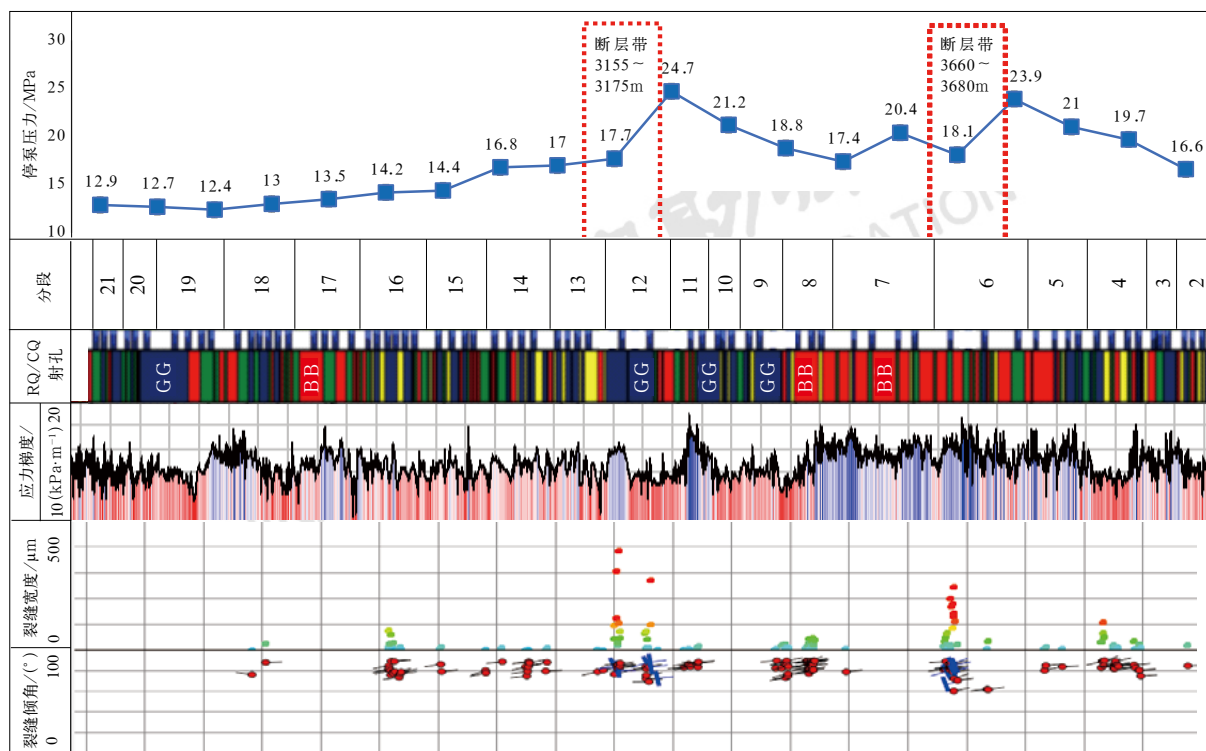


图 15 H1 井停泵压力与储层品质和裂缝解释对比图

Fig.15 ISIP and the corresponding reservoir quality and fracture interpretation in Well H1

5 返排与生产制度优化

压裂施工结束后, 油井投产之前, 还须经历返排阶段, 压裂返排的时机和返排制度对压裂后产能至关重要。对于常规砂岩储层来说, 为防止水锁导致的储层渗透性伤害, 压裂结束后应尽快实施返排作业。然而, 对于致密砂岩或页岩储层, 越来越多的现场实践表明, 关井一段时间后再实施返排, 对初始产量具有正向影响。关井期间, 受毛细管压力控制, 水锁发生的位置将由水力裂缝面和天然裂缝面向油藏内部推

进, 并且改善沿裂缝面的含水饱和度分布和油气的相对渗透率, 对提高压后初始产能具有正向影响^[22-23]。水力裂缝和天然缝网渗透率越高, 压裂液被油藏基质吸入的速度越快, 所需的焖井时间越短。研究区近东西向天然裂缝开度大, 且容易开启, 有助于提升改造缝网的渗透性、加快水锁位置向地层内部推进的速度, 从而缩短焖井时间。然而, 关于压裂液渗吸进入储层基质的微观机理非常复杂, 确定焖井时间的有效方法还需进一步研究。

油气井进入返排阶段后, 通常希望返排速度越快

越好。然而,返排速度太快,作用在缝内支撑剂的拖拽力增加,容易造成支撑裂缝失稳出砂形成未支撑区域,该区域闭合将导致支撑裂缝与井筒的连通性变差,直接影响油井长期产能;返排速度太慢,直接影响油井的投产时间,短期内经济效益差。因此,合理的返排制度至关重要。北美的非常规作业者在过去10年中也逐步意识到,一个保守性的返排和生产制度对一口井的科学开采至关重要^[24-26]。

目前,大多数的返排制度设计,主要以现场经验为主,并根据现场地面返排数据不断调整。由于对地下的实际情况尤其是缝内支撑剂的稳定性缺乏认识,当地层条件或钻完井参数显著变化时,经验性方法难以有效指导,带来较大的出砂风险。Potapenko等基于“安全返排作业窗口”的理念,提出了地质工程一体化的返排策略设计思路,将油藏流体参数、岩石力学参数、管柱结构、压裂设计参数、支撑裂缝铺置情况等结合起来,以地层不出砂为目标,根据安全返排作业窗口示意图中的最高井底流压、最低井底流压、最低返排速度、最高返排速度等参数,定量指导现场返排作业^[24]。

返排速度、生产速度与作用于支撑剂的拖拽力 F_{drag} 密切相关。拖拽力大小直接控制支撑剂稳定与否,与缝内流体最高流速 v_p (m/d)正相关,直接受井口总返排速度 Q (m³/d)、裂缝条数 n 、裂缝宽度 w_p (m)、支撑裂缝稳定区半径 R_b (m)、流量分配系数 γ (缝内返排速度与平均返排速度的比值)等参数影响。

缝内流体最高流速数学表达式如下

$$v_p = \frac{\gamma Q}{2\pi n R_b w_p} \quad (2)$$

井底流压 F_{ch} 影响作用于支撑剂的摩擦力。当 $F_{\text{drag}} < F_{\text{ch}}$ 时,支撑裂缝处于稳定状态,对应图16中支撑剂稳定区。当 $F_{\text{drag}} > F_{\text{ch}}$ 时,支撑剂开始返出,形成未支撑区,对应图16中黄色和红色区域。持续返出到一定程度,未支撑区域开始闭合,对应图16中支撑剂失稳闭合区。此外,油气井返排前,井筒中可能残留固体碎屑、支撑剂等,井筒内流体需要达到最低返排速度,将其携带至地面,否则将沉降堵塞井筒,对应支撑剂沉降高风险区域。

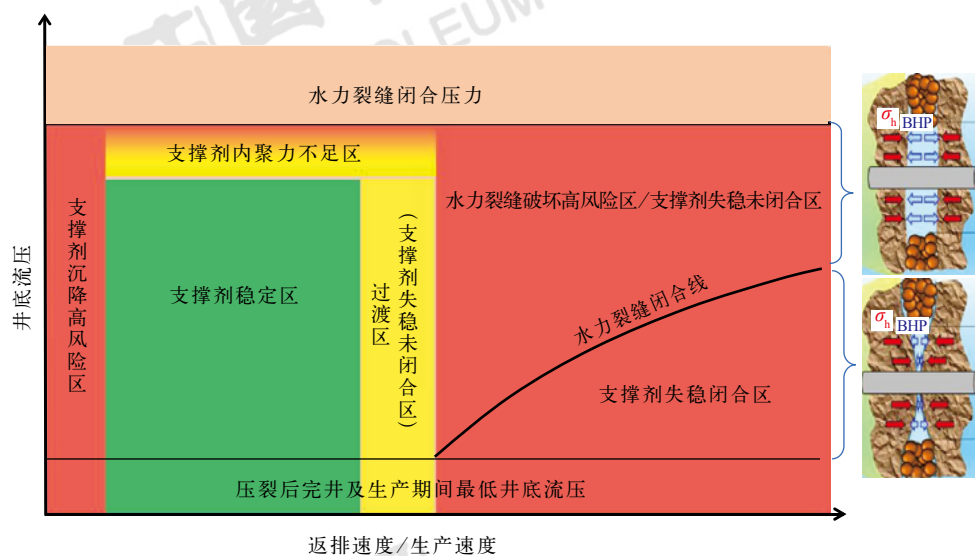


图16 安全返排作业窗口示意图(据文献[22]修改)

Fig.16 Schematic diagram of safe flowback operation window (modified after reference [22])

BHP—井底流压; σ_n —裂缝面受到的正应力

基于“安全返排作业窗口”理念,尽可能将返排速度和井底流压控制在支撑剂稳定区。以H1井、H2井为例,根据地应力学参数、井身结构、射孔簇数、支撑剂类型、流量分配系数等,分析不同返排速度下缝内支撑剂的受力条件,最终得到支撑剂返排安全作业窗口。

为保证支撑裂缝的稳定性,最低有效应力推荐

3.5~7MPa^[24],本文采用7MPa,则最高井底流压对应21MPa。同时,为保证生产过程中油藏不出现油气两相,最低井底流压至少为8MPa,本文采用9.8MPa(泡点压力)。此外,为避免井筒内固体碎屑等沉降和支撑裂缝失稳,推荐等效返排速度介于28~64m³/d(井口),指导返排作业(图17)。

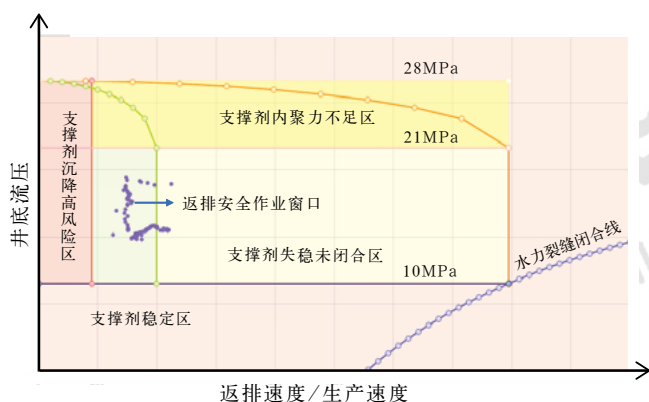


图 17 研究区某井返排安全作业窗口

Fig.17 Safe flowback window of a well in the study area

相比同平台其他 5 口井,按照本文所述方法返排和生产的两口井累计产油量分别提升 10% 和 26%,用实际数据证明了该方法的有效性。从现场实际操作出发,返排安全作业窗口的最高返排速度与裂缝条数、裂缝宽度、支撑裂缝稳定区半径呈正比,也就是说,安全作业窗口的大小受控于压裂施工的实施效果和天然裂缝的导流能力。可以通过射孔簇增加裂缝条数,或者通过增大支撑剂的尺度增加裂缝宽度,或者利用覆膜砂或纤维增加支撑裂缝稳定区半径,使总返排速度增大,扩大返排安全作业窗口。现场作业过程中难免在安全作业窗口以外进行,在这种情况下,建议降低返排速度或生产速度,选择适当时机焖井,等到合适的工况下再开井返排或生产。

北美的非常规油气现场返排和生产作业者已经意识到,通过逐步增大油嘴直径实现压裂液的返排和后期生产对一口井的最终累计产量有非常积极的作用。并且建议采集高频生产、返排数据,对返排和生产制度的调整以小时为单位进行^[24-26]。研究区各井建议从 4mm 油嘴放喷开始,实时监测返排速度和井口压力,并将井口压力转至井底流压,对照针对每口井推荐的返排安全作业窗口的临界值进行。如果实际值在安全作业窗口内,每间隔 8h 或者更长时间油嘴调大 0.5mm,调整压裂液返排速度,以安全作业窗口对应的最高返排速率为最大值返排即可。后期生产制度也应在返排制度的基础上根据生产目标进行合理调整。

6 结论和展望

本文提出的地质工程一体化关键技术相互关联、互相依托,能为科学合理开发鄂尔多斯盆地长 7 段页

岩油提供定制化方案。这套定制化方案从扎实的综合地质油藏研究出发,通过地质建模、天然裂缝建模、地质力学研究、建模及油藏工程分析和数值模拟,可以针对具体平台提出井位设计方案、测井项目设计方案、压裂优化设计方案、返排和生产方案,为科学、可持续性、经济开发该区非常规资源提供全生命周期地质工程一体化工作流程。

本文针对鄂尔多斯长 7 段页岩油具体情况,在地质工程一体化思路指导下首次对返排制度进行量化科学优化,对关键性的工作节点提出相应的技术和实施方案。在非常规油气资源进行科学合理开发过程中,在一体化研究和实施的关键技术可以概况为:(1) 扎实的基础地质研究和主控因素的认识深化技术;(2) 基于平台的计算机模拟和可视化技术,使不同专业和不同领域的人员可以在同一平台和同一认知程度进行协同工作;(3) 合理的压裂方案设计和实施技术与工具应用;(4) 压裂后分析和合理返排、生产制度定制技术,做到一井一策,并且随着返排和生产动态情况调整相应制度。

随着国内对非常规油气资源的精细科学管理的要求越来越高,在返排和生产方面,最好能提升现有的以天为单位的计量频率。高频率的计量数据(如以小时为计量单位,甚至更高精度),可以更高精度地理解井下复杂情况,为更精准的优化方案提供保障。同时,高精度计量可以为其他分析手段,如产量不稳定分析(RTA)和更早预估、提升最终可采储量(EUR)提供高质量数据基础。

参考文献

- [1] 付金华,喻建,徐黎明,等.鄂尔多斯盆地致密油勘探开发新进展及规模富集可开发主控因素[J].中国石油勘探,2015,20(5):9-19.
Fu Jinhua, Yu Jian, Xu Liming, et al. New progress in exploration and development of tight oil in Ordos Basin and main controlling factors of large-scale enrichment and exploitable capacity[J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(5):9-19.
- [2] 冯张斌,马福建,陈波,等.鄂尔多斯盆地长 7 致密油地质工程一体化解决方案:针对科学布井和高效钻井[J].中国石油勘探,2020,25(2):155-168.
Feng Zhangbin, Ma Fujian, Chen Bo, et al. A Geology-engineering integration solution for tight oil exploration of the Chang-7 member, Yanchang Formation in the Ordos Basin-focusing on scientific well spacing and efficient drilling[J]. China Petroleum Exploration, 2020,25(2):155-168.
- [3] 付金华,牛小兵,谈卫东,等.鄂尔多斯盆地中生界延长组长 7 段页岩油地质特征及勘探开发进展[J].中国石油勘探,2019,24(5):601-614.
Fu Jinhua, Niu Xiaobing, Tan Weidong, et al. The geological

- characteristics and the progress on exploration and development of shale oil in Chang7 member of Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5):601–614.
- [4] 王汇智, 赵卫卫, 何浩男, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区致密油储层特征研究: 以鄂尔多斯盆地长7段为例[J]. 非常规油气, 2019, 6(2): 46–55.
- Wang Huizhi, Zhao Weiwei, He Haonan, *et al.* Characteristics of tight oil reservoirs in Ordos Basin, a case study of C7 member in Longdong area[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(2):46–55.
- [5] 邹才能, 赵政璋, 杨华, 等. 陆相湖盆深水砂质碎屑流成因机制与分布特征: 以鄂尔多斯盆地为例[J]. 沉积学报, 2009, 27(6):1065–1075.
- Zou Caineng, Zhao Zhengzhang, Yang Hua, *et al.* Genetic mechanism and distribution of sandy debris flows in terrestrial lacustrine basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2009, 27(6): 1065–1075.
- [6] 李相博, 刘化清, 张忠义, 等. 深水块状砂岩碎屑流成因的直接证据: “泥包砾”结构: 以鄂尔多斯盆地上三叠统延长组研究为例[J]. 沉积学报, 2014, 32(4):42–51.
- Li Xiangbo, Liu Huaqing, Zhang Zhongyi, *et al.* “Argillaceous parcel” structure: a direct evidence of debris flow origin of deep-water massive sandstone of Yanchang Formation, Upper Triassic, the Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(4):42–51.
- [7] Shanmugam G, Lehtonen L R, Straume T, *et al.* Slump and debris flow dominated upper slope facies in the Cretaceous of the Norwegian and Northern North Seas (61° ~ 67° N): implications for sand distribution[J]. AAPG Bulletin, 1994, 78(6):910–937.
- [8] 李国欣, 朱如凯. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2):1–13.
- Li Guoxin, Zhu Rukai. Progress, challenges and key issues in the unconventional oil and gas development of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2):1–13.
- [9] 付金华, 李士祥, 侯雨庭, 等. 鄂尔多斯盆地延长组7段Ⅱ类页岩油风险勘探突破及其意义[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1):78–92.
- Fu Jinhua, Li Shixiang, Hou Yuting, *et al.* Breakthrough of risk exploration for Class II shale oil in Chang 7 member of the Yanchang Formation and its significance in the Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1):78–92.
- [10] 马润勇, 朱浩平, 张道法, 等. 鄂尔多斯盆地基底断裂及其现代活动性[J]. 地球科学与环境学报, 2009, 31(4):400–408.
- Ma Runyong, Zhu Haoping, Zhang Daofa, *et al.* Basement faults and their recent activity in Ordos Basin[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2009, 31(4):400–408.
- [11] 赵文智, 胡素云, 汪泽成, 等. 鄂尔多斯盆地基底断裂在上三叠统延长组石油聚集的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(5):13–17.
- Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Wang Zecheng, *et al.* The control of basement faults on Yanchang Formation hydrocarbon accumulations in Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Production, 2003, 30(5):13–17.
- [12] 赵振宇, 郭彦如, 王艳, 等. 鄂尔多斯盆地构造演化及古地理特征研究进展[J]. 特种油气藏, 2012, 19(5):15–20.
- Zhen Zhenyu, Guo Yanru, Wang Yan, *et al.* The study on structural evolution and paleo-geography in Ordos Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(5):15–20.
- [13] 邸领军, 张东阳, 王宏科. 鄂尔多斯盆地喜山期构造运动与油气成藏[J]. 石油学报, 2003, 24(2):34–37.
- Di Lingjun, Zhang Dongyang, Wang Hongke. Himalayan tectonic movement and petroleum reservoir in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(2):34–37.
- [14] Cheung P S Y, Heliot D. Workstation based fracture evaluation using borehole images and wireline logs[C]. SPE 65th Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, New Orleans, LA, 1990:465–474.
- [15] Richard Y S, David T. Fracture pattern and associated aperture distribution: example from the foothills, western Canada[C]. SPWLA 46th Annual Logging Symposium, 2005.
- [16] Xie J, Qiu K B, Zhong B, *et al.* Construction of a 3D geomechanical model for development of a shale gas reservoir in the Sichuan Basin[J]. SPE Drilling & Completion, 2018, 33: 275–297.
- [17] Byerlee J D. Friction of rocks[J]. Pure and Applied Geophysics, 1978, 116:615–626.
- [18] Zoback M D. Reservoir geomechanics[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2010:125–126.
- [19] Barton C A, Zoback M D, Moos D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock[J]. Geology, 1995, 23:683–686.
- [20] Baihly J D, Malpani R, Edwards C, *et al.* Unlocking the shale mystery: how lateral measurements and well placement impact completions and resultant production[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [21] Weng X, Kresse O, Cohen C, *et al.* Modeling of hydraulic-fracture-network propagation in a naturally fractured formation[J]. SPE Production & Operations, 2011, 26(4):368–380.
- [22] Longoria R A, Liang T, Huynh U T, *et al.* Water blocks in tight formations: the role of matrix/fracture interaction in hydrocarbon-permeability reduction and its implications in the use of enhanced oil recovery techniques[J]. SPE Journal, 2017, 22(5):1393–1401.
- [23] Wijaya N, Sheng J J. Shut-in effect in removing water blockage in shale-oil reservoirs with stress-dependent permeability considered[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2020, 23(1):81–94.
- [24] Potapenko D I, Williams R D, Desroches J, *et al.* Securing long-term well productivity of horizontal wells through optimization of post fracturing operations[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2017.
- [25] Deen T, Daal J, Tucker J. Maximizing well deliverability in the Eagle Ford shale through flowback operations[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [26] Rodriguez A, Maldonado F. Evaluating pressure drawdown strategy for hydraulically fracture shale gas condensate producers[C]. SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2019.