

# 致密砂岩储层体积压裂可压性评价方法 在临兴地区的应用

宋效文<sup>1</sup>, 安琦<sup>2</sup>, 李宇<sup>1</sup>, 葛岩<sup>1</sup>, 赵战江<sup>1</sup>, 韩冬<sup>1</sup>

(1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 天津 300452; 2. 中联煤层气有限责任公司, 北京 100016)

**摘要:** 针对鄂尔多斯盆地临兴区块致密砂岩储层常规压裂作业方式改造效果有限的难题, 利用岩心资料、实验分析数据、测井资料和生产动态资料, 采用参数归一化和权重分析法进行致密砂岩储层体积压裂可压性评价, 首次在该区建立多参数综合评价公式及参数标准, 优选出适合体积压裂试验的有利区及层段, 形成一套适合该区的体积压裂设计方案及配套工艺方法。经临兴地区现场应用, 相较于常规压裂产能提高了1.3倍。临兴致密砂岩气储量极为丰富, 以可压性评价方法为先导的体积压裂技术作为油气开发领域的重要技术革新, 在非规油气资源开发中逐步展现出显著优势, 其产业应用前景广阔。

**关键词:** 可压性评价; 体积压裂; 致密砂岩储层; 地质工程一体化

**中图分类号:** TE357 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2025)15-0055-06

随着经济发展, 世界油气资源供需矛盾加剧, 非常规石油天然气由于具有很大的资源潜力和发展空间而越来越受重视<sup>[1]</sup>。非常规油气在中国油气行业发展中至关重要, 其中致密气是非常规油气资源的重要组成部分<sup>[2-3]</sup>。鄂尔多斯盆地分布着大面积致密气, 由于储层致密, 常规压裂技术增产效果较差<sup>[4]</sup>。近年来体积压裂逐渐成为增产改造关键技术<sup>[5-9]</sup>。体积压裂技术是将大排量低黏度压裂液注入地层, 通过形成复杂缝网实现增大储层体积改造的效果<sup>[10]</sup>。

鄂尔多斯盆地临兴区块累计压裂改造近500井次, 从前期改造效果来看, 常规压裂作业方式改造效果有限, 部分井压裂改造未获理想工业气流。因此需要结合该区致密气储层特征, 开展致密储层体积压裂可行性评价, 在优选压裂工程甜点区基础上针对性选择压裂液体系并进行压裂工艺优化, 形成一套适合临兴区块体积压裂设计方案及配套工艺方法, 为现场规模化应用奠定理论基础与技术保障, 为区块增储上产提供必要的技术支持。

## 1 地质概况

鄂尔多斯盆地属于大型多旋回多期次的构造

较为稳定的内陆克拉通, 可划分为伊盟隆起、西缘逆冲带、天环坳陷、渭北隆起、伊陕斜坡、晋西挠褶带6个一级构造单元<sup>[11]</sup>(图1)。临兴区块位于伊陕斜坡东北部和晋西挠褶带西北缘交界处, 其东部和中部发育受紫金山火山影响的穹窿背斜带, 周边环形放射状断裂发育; 中部受中央隆起影响, 向斜构造发育, 环状分布在中央四周。西部受隆起区影响, 整体构造走向为北东向, 隆凹相间特征<sup>[8]</sup>。该区地层特征如下: 上古生界地层缺失志留系、泥盆系及下石炭统沉积, 主要为上石炭统和二叠系沉积: 上石炭统本溪组( $C_2b$ )、下二叠统太原组( $P_1t$ )和下二叠统山西组( $P_1s$ )、中二叠统下石盒子组( $P_2x$ )和上石盒子组( $P_2s$ )以及上二叠统石千峰组( $P_3s$ )<sup>[12]</sup>。太原组划分为太1段和太2段, 石盒子组地层细分为下石盒子组盒5段-盒8段、上石盒子组盒1段-盒4段。

## 2 致密砂岩储层特征

鄂尔多斯盆地临兴区块发育大型致密砂岩气藏, 致密砂岩储层纵向分布在上古生界本溪组、太原组、山西组、石盒子组和石千峰组, 气层主要分布在太2段、盒8段、盒7段、盒6段、盒4段、盒2段、

收稿日期: 2025-02-25

**作者简介:** 宋效文(1980—), 男, 山西平遥人, 博士, 高级工程师, 研究方向为地质工程一体化; 安琦(1987—), 男, 河北行唐人, 硕士, 高级工程师, 研究方向为完井压裂; 李宇(1989—), 男, 江苏盐城人, 硕士, 高级工程师, 研究方向为非常规油气储层改造; 葛岩(1984—), 男, 山西大同人, 博士, 高级工程师, 研究方向为地质工程一体化; 赵战江(1973—), 男, 河南洛阳人, 高级工程师, 研究方向为完井技术; 韩冬(1987—), 男, 江苏徐州人, 硕士, 工程师, 研究方向为压裂工艺。

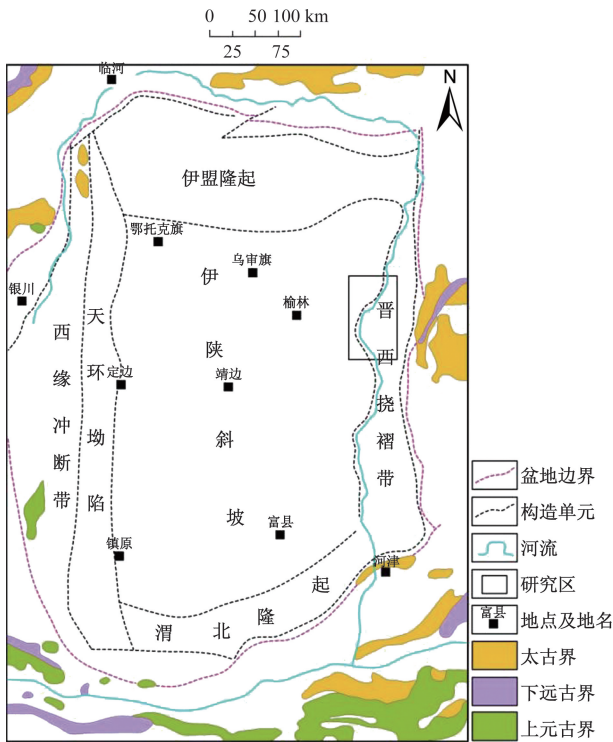


图1 临兴地区构造及地理位置

千5段。太2段储层主要发育在障壁砂坝复合体内部的砂坝主体,储层厚度较大,厚度为2~36 m,平均18.5 m,由北向南远离岸线气层厚度逐渐变薄。盒6段储层整体发育不连续,储层厚度分布范围为2~16 m,平均9 m,受沉积相控制储层主要分布在主河道上。盒4段储层整体分布稳定,储层厚度分布范围为2~20 m,平均11.1 m,受沉积微相控制在研究区西北部主河道较发育,储层厚度较大,东部次河道发育,储层厚度小,由北向南储层厚度逐渐变薄。盒2段储层整体分布稳定,储层厚度分布范围为2~24 m,平均12.7 m,受沉积微相控制储层由北向南,由东向西储层厚度逐渐变薄。

临兴区块砂岩样品物性测试结果表明,储层物性差,具有典型的低孔低渗特征。储层孔隙度变化范围为0%~23.5%,主要集中在4%~10%的范围内,占总样品量的近60%,渗透率变化范围为0.01~1 023 mD,主要集中在0.1~1 mD的范围内,占总样品量的近70%;依据砂岩储层划分标准,临兴区块砂岩储层以低-特低孔、低渗砂岩储集层(平均孔隙度 $\leq 10\%$ ,平均渗透率 $\leq 1.0$  mD)为主,但在低孔、低渗的背景上仍然存在相对较高孔渗的储层。

### 3 致密砂岩储层体积压裂可压性评价

#### 3.1 脆性指数评价

应用声波测井资料计算得到了储层岩石力学

参数,岩石脆性采用纵横波时差和密度曲线数据得到的弹性模量和泊松比,使用杨氏模量-泊松比法确定岩石脆性指数公式如式(1)~式(3)所示,以下参数都为转换后的静态参数。

$$E_{\text{Brit}} = \frac{E - E_{\text{min}}}{E_{\text{max}} - E_{\text{min}}} \quad (1)$$

$$\mu_{\text{Brit}} = \frac{\mu_{\text{max}} - \mu_{\text{min}}}{\mu_{\text{max}} - \mu_{\text{min}}} \quad (2)$$

$$B_{\text{rit}} = E_{\text{Brit}} + \mu_{\text{Brit}} \quad (3)$$

式中: $E_{\text{Brit}}$ 为进行归一化后的杨氏模量; $\mu_{\text{Brit}}$ 为进行归一化后的泊松比; $B_{\text{rit}}$ 为通过弹性模量-泊松比法确定的岩石脆性指数; $E_{\text{max}}$ 为储层岩石杨氏模量最大值; $E_{\text{min}}$ 为储层岩石杨氏模量最小值; $\mu_{\text{max}}$ 为泊松比最大值; $\mu_{\text{min}}$ 为泊松比最小值<sup>[13]</sup>。

脆性指数的可压性指数  $FI_1 = B_{\text{rit}}$ 。

表1显示,各储层脆性指数均以较低脆性为主,中等脆性次之,仅太2段零星分布高脆性指数区域。中等脆性指数分布范围与气层分布范围基本重合。

表1 临兴地区脆性指数特征

脆性指数标准		面积占比/%			
$B_{\text{rit}}$	脆性	盒2段	盒4段	盒6段	太2段
$B_{\text{rit}} > 0.6$	脆性很强	—	—	—	0.2
$0.4 \leq B_{\text{rit}} \leq 0.6$	中等脆性	13.8	19.1	38.3	7.7
$B_{\text{rit}} < 0.4$	脆性较低	86.2	80.9	61.7	92.1

#### 3.2 水平应力差系数评价

压裂施工过程中,以研究区块地应力测井解释结果为基础,对全井段的水平应力差异系数进行归一化。考虑水平应力差异系数的公式为

$$K_h = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{\sigma_h} \quad (4)$$

式中: $K_h$ 为水平应力差异系数; $\sigma_H$ 为储层水平应力最大值,MPa; $\sigma_h$ 为储层水平应力最小值,MPa。因此,归一化的水平应力差异系数可以表示为

$$FI_2 = \frac{\Delta\sigma_{\text{hmax}} - \Delta\sigma_h}{\Delta\sigma_{\text{hmax}} - \Delta\sigma_{\text{hmin}}} \quad (5)$$

式中: $FI_2$ 为归一化水平应力差异系数; $\Delta\sigma_{\text{hmax}}$ 为水平应力差异系数最大值; $\Delta\sigma_h$ 为水平应力差异系数; $\Delta\sigma_{\text{hmin}}$ 为水平应力差异系数最小值。

物理模拟实验及数字模拟结果揭示,较小的水平应力差即水平应力差系数小于0.2时有利于产生分支裂缝,形成复杂裂缝。以此为依据划分了临兴区块水平应力差系数评价界限。水平应力差系数小于0.2,水力压裂裂缝易形成复杂缝网;水平应力差系数大于0.4,水力压裂裂缝多为单一缝。目的层水平应力差系数主要分布在0.3~0.5,易形成筒

单缝<sup>[14]</sup>。临兴区块盒2段、盒4段、盒6段西南部水平应力差系数为高值区,其余部位以及太2段水平应力差系数集中在0.2~0.4,趋向于形成简单缝,且北部低值区更易形成缝网。

### 3.3 天然裂缝可压指数评价

临兴区块天然裂缝整体发育较弱,主要集中在研究区中部,产状主要为北东、北西向,与邻近断层产状一致;天然缝网所受正应力为30~50 MPa,低正应力区裂缝更易开启。基于天然裂缝发育程度和天然裂缝产状对体积压裂改造效果的影响,构建天然裂缝的可压指数表达式:

$$F_1 = \frac{P_{10} - P_{10\min}}{P_{10\max} - P_{10\min}} \quad (6)$$

$$F_2 = \cos\Phi \quad (7)$$

$$FI_3 = \frac{2}{\frac{1}{F_1} + \frac{1}{F_2}} \quad (8)$$

式中: $F_1$ 为归一化相对裂缝发育程度; $F_2$ 为裂缝走向与水平最大主应力方向夹角( $\Phi$ )方程。

研究区天然裂缝可压优势区主要集中在中部,连片分布,盒2段天然裂缝可压优势区分布最为广泛,盒4段和盒6段较盒2段天然裂缝可压性差,全区域内分布较为均匀;太2段虽在西南部存在小部分优势区,但整体要低于其他层位。

### 3.4 可压性综合评价

通过层次分析法确定各因素的影响权重,归一化后参数值与权重系数加权可得储层可压性指数。

评价工程可压性指数表达式为

$$FI = 0.14FI_1 + 0.48EI_2 + 0.38FI_3 \quad (9)$$

式中: $FI_1$ 为岩石脆性指数; $FI_3$ 为天然裂缝可压指数。

分析工程可压性指数与米采气量关系发现,二者有一定的线性关系。 $FI \geq 0.5$ ,为工程可压一类区; $0.42 \leq FI < 0.5$ ,为工程可压二类区; $FI < 0.42$ ,为工程可压三类区。按照此划分界限,对盒2段、盒4段、盒6段及太2段进行了相应工程可压性分区,盒2段存在大面积且连续工程可压性一类区域,盒6段存在小部分连续可压性一类区域,盒4段存在较少面积的不连续的可压性一类区域,太2段则分布大面积工程可压三类区。因此,压裂施工优先级进一步确定为:盒2段>盒6段>盒4段>太2段。

## 4 致密砂岩储层体积压裂有利区及层位优选

在各评价参数研究基础上,建立研究区目的层段有利区筛选标准(表2),对研究区每个小层进行有

表2 临兴地区目的层段有利区筛选标准

有利区类别	储层评价	气层评价	可压性评价
I类	I类储层	I类气层	I类可压、II类可压
II类	I类储层、II类储层	II类气层	II类可压、III类可压
III类	II类储层	II类气层、III类气层	II类可压、III类可压

利区筛选。具备I类储层、I类气层,可压性为I类、II类的评定为I类有利区,体积压裂改造时优先级最高;其次为II类有利区,储层类型为I类、II类储层,具II类气层,可压性为II类、III类可压;具II类储层,II类、III类气层以及II类、III类可压的III类有利区为最后备选区域。

盒2段优选I类有利区较盒4段、盒6段连续,试采井7口,平均日气产量38 000 m<sup>3</sup>/d。盒4段优选I类有利区试采井17口,平均试气产量为32 000 m<sup>3</sup>/d。盒6段优选I类有利区试采井18口,平均日气产量34 000 m<sup>3</sup>。

综合以上分析,太2段有利区面积小,已投产井无阻流量低,出水风险高,本着优中选优的原则,盒4段与盒6段为本次体积压裂的首选层段,盒2层段为次选层段(图2)。为保证有利区优选的准确性,通过对已试采井与筛选出的有利区进行投影验证,明确近期已试采井基本分布在筛选出的有利区内,平均日产气量为34 000 m<sup>3</sup>,从而可知筛选的有利区可信度高。

## 5 致密砂岩储层体积压裂工艺优选

结合测录井解释结果,以及岩石可压性评价计算结论,优选出综合可压性指数较高的LX-A井盒6段、盒4段分两层进行体积压裂改造。以求取地层最优产能为目标,以形成复杂缝网,实现体积压裂改造为目的,进行了体积压裂工艺优化。

(1)压裂工艺优选。根据体积压裂排量要求,本井采用电缆泵送桥塞和射孔联作方式,通过套管内下速钻或可溶桥塞实现对盒4段、盒6段的分层压裂,桥塞封隔后电缆射孔实现井筒与地层的连通。该压裂工艺可满足现场大规模体积压裂施工要求,实现纵向充分改造。

(2)压裂液体系优选。为实现体积压裂改造,提高裂缝复杂程度,设计中选用滑溜水+胍胶混合压裂液体系。滑溜水压裂液配方为:0.05%减阻剂+0.1%助排剂+0.2%防膨剂。滑溜水体系可满足大排量施工要求,有良好的降阻效果。胍胶压裂液体系采用区块成熟应用的低浓度胍胶压裂液体系。

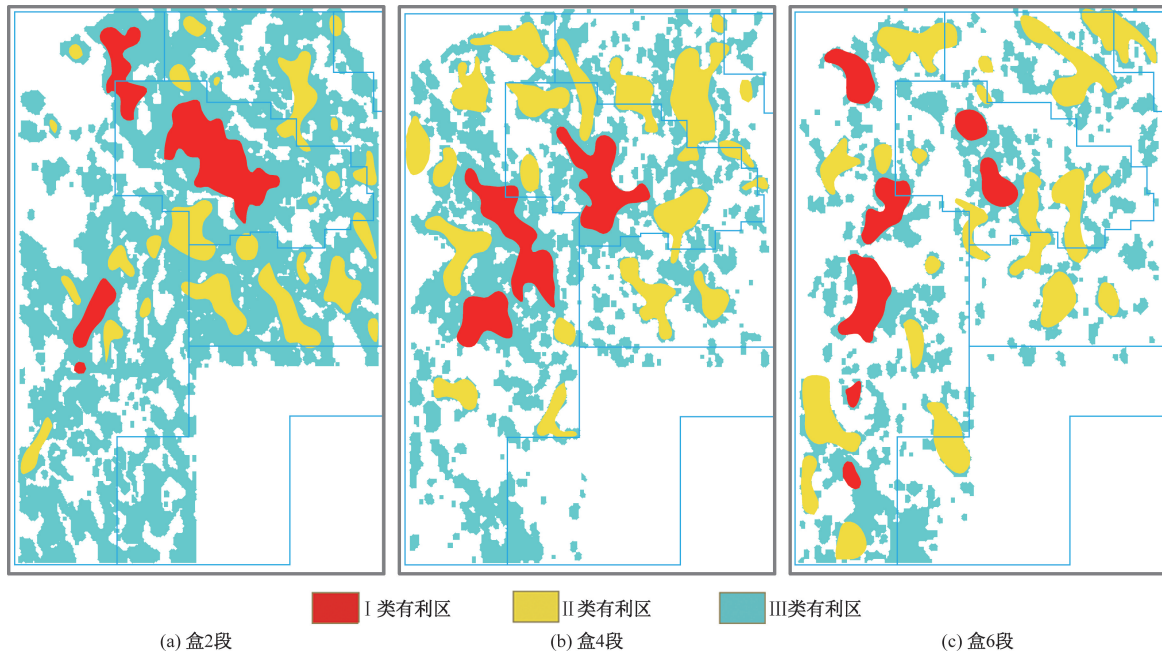


图2 临兴地区致密砂岩储层体积压裂有利区分布

(3)支撑剂优选。根据预测目的层段的最大闭合压力(29.3 MPa),为保证支撑剂在地层中长期保持较高导流能力,盒4段、盒6段选用20/40目石英砂作为主压裂支撑剂,选用40/70目石英砂作为支撑剂段塞。

(4)裂缝参数优化。根据盒4段、盒6段地质参数,模拟不同裂缝长度对产量的影响,从而优化确定改造层位裂缝半长。根据压裂软件模拟,裂缝长度越长,平均日产量越大,但增加幅度越来越小。在体积改造下,裂缝长度超过103 m时累计产量增加幅度变缓,因此裂缝半长确定为110 m左右。

(5)施工规模设计。为实现最优裂缝参数目标,通过压裂软件模拟,得到不同加砂规模下的裂缝参数,由于盒4段、盒6段层位储层物性不同,因此形成差异化规模设计,根据模拟结果,本井加砂规模分别为盒6段 $40\text{ m}^3$ 、盒4段 $50\text{ m}^3$ 。为提高裂缝复杂程度,施工排量遵循限压不限排量的原则,即在施工安全条件下,尽可能提高施工排量。根据施工压力预测及本井的裂缝形态控制需求,优化设计排量为 $10.0\sim 13.0\text{ m}^3/\text{min}$ 。

(6)泵注程序设计。通过油田现场施工调研,本井压裂应用“胍胶启缝、滑溜水段塞携砂、冻胶加砂”的逆混合压裂泵注工艺,滑溜水替代冻胶实现低砂比加砂,段塞加砂量达到单段砂量的10%~20%,滑溜水比例提高至40%~50%,以此更大范

围沟通天然裂缝以及开启弱面,增大缝网复杂程度。

## 6 致密砂岩储层体积压裂压后评价

### 6.1 压后生产拟合

在压后模拟缝网的基础上,结合压后试气数据,以时间为步长,利用有限元数值模拟方法,开展生产动态模拟,拟合压后试气生产曲线,明确缝网渗流参数,评价压后效果。模拟主缝渗透率为2000 mD,激活天然裂缝渗透率为300 mD。模拟结果表明,模拟压裂缝网与实际生产数据较为吻合(图3),当前缝网结果与实际情况相符。

### 6.2 压后产能预测

在压后模拟缝网的基础上,以时间为步长,利用有限元数值模拟方法,开展LX-A井产能预测研究。模拟结果表明,该井压后平均日产约 $4.86\times 10^4\text{ m}^3$ ,生产100 d累计产量约 $485.92\times 10^4\text{ m}^3$ (图4)。

## 7 结论与建议

(1)临兴区块气井产量主要受地质条件控制,生产效果好的井存在地质甜点,应选取天然裂缝发育的主河道相和次河道相区域,优选岩性粗(含粒砂岩、粗砂岩、中砂岩)及气测显示较好的层进行体积压裂。

(2)临兴中区储层脆性指数以较低脆性为主,中等脆性次之,仅太2段零星分布高脆性指数区域。中等脆性指数分布范围与气层分布范围基本重合。

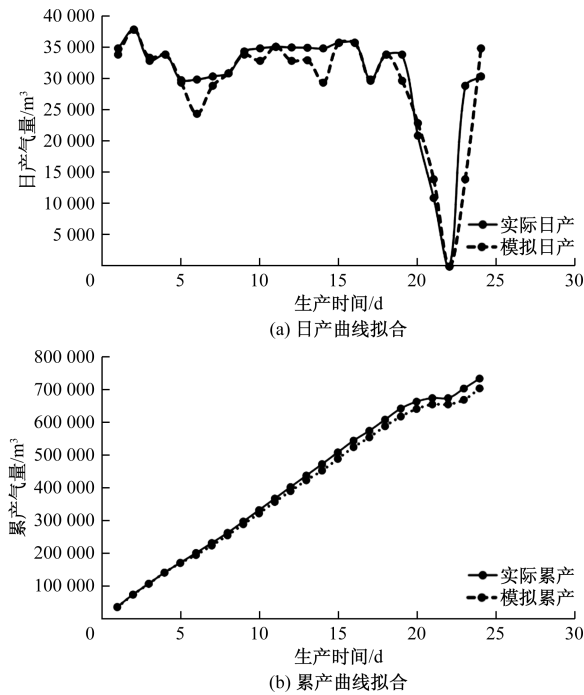


图3 LX-A井生产曲线拟合

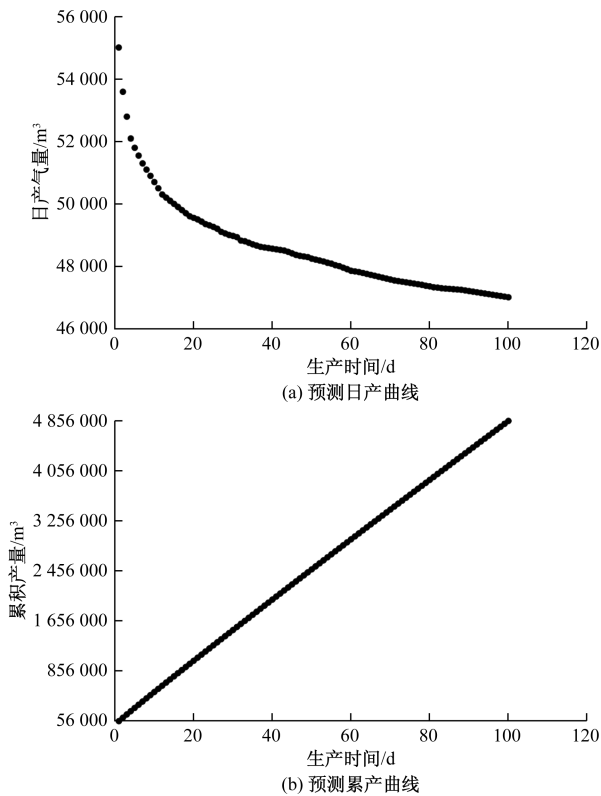


图4 LX-A井压后产能预测曲线

研究区水平应力差系数主要分布在0.3~0.5,压裂改造易形成简单缝。体积压裂选井时应当避开南部出水风险区。

(3)参数归一化和权重分析法建立多参数综合

评价公式适用于该区体积压裂有利区及层段的优选。

(4)该区致密储层体积压裂适合采用“低黏压裂液造缝、高黏冻胶携砂”的压裂工艺技术。相较于同井台常规压裂井,体积压裂井压后产能提高了1.3倍,达到了体积压裂的改造效果。

(5)建议在类似致密砂岩储层发育区开展体积压裂可压性评价,优选有利区带及层段,加快推进致密储层体积压裂,释放非常规油气产能。

### 参考文献

- [1] 邹才能,杨智,董大忠,等.非常规源岩层系油气形成分布与前景展望[J].地球科学,2022,47(5):1517-1533.
- [2] 邹才能,陶士振,杨智,等.中国非常规油气勘探与研究新进展[J].矿物岩石地球化学通报,2012,31(4):312-322.
- [3] 信诗琪.致密砂岩储层可压性评价及应用[D].北京:中国石油大学(北京),2018.
- [4] 陈诚,雷征东,房茂军,等.致密砂岩储层可压性评价与极限参数压裂技术[J].科学技术与工程,2022,22(16):6400-6407.
- [5] 姜洪丰,柳兵,高永德,等.涪西南流沙港组页岩储层地质特征及可压性评价[J].科学技术与工程,2024,24(15):6241-6253.
- [6] 王海涛,蒋廷学.一种页岩气远井地层可压性简易评价方法及其应用[J].科学技术与工程,2017,17(15):202-206.
- [7] 张衍君,曾会,陶秀娟,等.致密储层体积压裂裂缝漏失及控制综述[J].科学技术与工程,2022,22(26):11277-11286.
- [8] 谢梦雨,张东东,罗厚勇,等.鄂尔多斯盆地上古生界致密储层孔隙结构特征分析:以盐池地区山西组和下石盒子组为例[J].天然气地球科学,2023,34(7):1173-1186.
- [9] 吴双,刘平礼,罗志锋,等.致密油储层改造的技术难点及工艺技术措施[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2014,16(6):85-88.
- [10] 石道涵,张兵,何举涛,等.鄂尔多斯长7致密砂岩储层体积压裂可行性评价[J].西安石油大学学报(自然科学版),2014,29(1):52-55.
- [11] 李亚龙,于兴河,单新,等.鄂尔多斯盆地东南部下石盒子组盒8段物源特征与沉积相[J].东北石油大学学报,2016,40(3):51-60.
- [12] 苏文桓.临兴地区石盒子组致密气富集规律研究[D].北京:中国石油大学(北京),2017.
- [13] 王贤君,肖丹凤,魏宇,等.海拉尔盆地塔木兰沟组储层可压性评价[J].石油地质与工程,2022,36(5):106-110,114.
- [14] 赵战江,安琦,李德.致密气井体积压裂技术可行性研究与认识[J].石油工业技术监督,2022,38(9):55-59.

## Application of Volumetric Fracturing Compressibility Evaluation Method for Tight Sandstone Reservoirs in Linxing Area

SONG Xiaowen<sup>1</sup>, AN Qi<sup>2</sup>, LI Yu<sup>1</sup>, GE Yan<sup>1</sup>, ZHAO Zhanjiang<sup>1</sup>, HAN Dong<sup>1</sup>

(1. Engineering Technology Branch, CNOOC Energy Technology & Services Limited, Tianjin 300452, China;

2. China United Coalbed Methane Corporation Ltd., Beijing 100016, China)

**Abstract:** Aiming at challenge about the limited reforestation effect of conventional fracturing operating type on tight sandstone reservoir in Linxing block of Ordos Basin, using core data, experimental analysis data, well logging data and production dynamic data, parameter normalization and weight analysis methods were used to conduct a friability evaluation for volume fracturing in tight sandstone reservoirs. For the first time in this region, a multi-parameter comprehensive evaluation formula and parameter criteria were established and a set of volumetric fracturing design scheme and supporting process method suitable for this area were formed. After field application in Linxing Area, the productivity of volumetric fracturing is increased by 1.3 times compared with that of conventional fracturing. With exceptionally abundant tight sandstone gas reserves in Linxing, the friability evaluation-guided volume fracturing technology represents a significant innovation in hydrocarbon development. This approach has shown growing advantages in unconventional resource exploitation and holds broad prospects for industrial applications.

**Keywords:** compressibility evaluation; volumetric fracturing; tight sandstone; integration of geology and engineering