

引用: 徐珂, 杨海军, 张辉, 等. 塔里木盆地克拉苏构造带超深层致密砂岩气藏一体化增产关键技术与实践 [J]. 中国石油勘探, 2022,27(5):106-115.
Xu Ke, Yang Haijun, Zhang Hui, et al. Key technology and practice of the integrated well stimulation of ultra-deep tight sandstone gas reservoir in Kelasu structural belt, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022,27(5):106-115.

塔里木盆地克拉苏构造带超深层致密砂岩气藏 一体化增产关键技术与实践

徐 珂¹ 杨海军² 张 辉¹ 王志民¹ 王海应¹ 尹国庆¹ 刘新宇¹ 袁 芳¹
李 超¹ 赵 巍¹

(1 中国石油塔里木油田公司勘探开发研究院; 2 中国石油塔里木油田公司)

摘 要: 塔里木盆地克拉苏构造带克深 10 气藏是超深层致密砂岩气藏, 钻井情况复杂, 自然产能低, 增产难度大。为了提高天然气勘探开发效益, 在克深 10 气藏地质研究的基础上, 开展了现今地应力场、裂缝活动性等地质力学分析, 明确了克深 10 气藏现今地应力场和裂缝活动性分布规律, 发现不同方位的裂缝渗透性有明显差异, 进而分析了不同井型、不同方向的井眼轨迹压裂改造效果, 提出了地质工程一体化工作方法, 指导优化井眼轨迹设计。结果表明:

(1) 超深层气藏不同于中—浅层气藏, 现今地应力及其影响下的裂缝活动性与超深层气井产能有明显关联, 现今地应力低且裂缝活动性好有利于气井高产; (2) 超深储层不同部位的现今地应力及裂缝特征、井壁稳定性、压裂缝网延伸情况差异大, 大斜度井相比直井在钻井安全、低应力区和高角度裂缝钻遇率、压裂改造效果方面更具优势, 有利的井眼轨迹能有效克服超深层致密砂岩气藏强非均质性以获得高产; (3) 基于现今地应力场建模的裂缝活动性分析、井壁稳定性预测和压裂缝网模拟是地质工程一体化工作中的关键技术, 有利于最佳井眼轨迹优选及改造方式和改造段段的优选; (4) 地质工程一体化搭建了地质研究和工程施工的桥梁, 对超深层气井增产、提高超深层油气勘探开发效益有积极作用。

关键词: 超深层; 地质力学; 地应力; 裂缝活动性; 井眼轨迹; 增产; 地质工程一体化; 克深 10 气藏

中图分类号: TE375 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2022.05.010

Key technology and practice of the integrated well stimulation of ultra-deep tight sandstone gas reservoir in Kelasu structural belt, Tarim Basin

Xu Ke¹, Yang Haijun², Zhang Hui¹, Wang Zhimin¹, Wang Haiying¹, Yin Guoqing¹, Liu Xinyu¹, Yuan Fang¹,
Li Chao¹, Zhao Wei¹

(1 Research Institute of Exploration & Development, PetroChina Tarim Oilfield Company; 2 PetroChina Tarim Oilfield Company)

Abstract: Keshen 10 gas reservoir, developed in Kelasu structural belt in Tarim Basin, is an ultra-deep tight sandstone gas reservoir, which shows complex drilling conditions, low natural production capacity and great challenge in increasing well production. In order to improve the benefits of gas exploration and development, geomechanic analysis such as the current in-situ stress field and fracture activity is conducted on the basis of geological study, which enables to determine the distribution law of the current in-situ stress field and fracture activity of Keshen

基金项目: 国家科技重大专项“库车坳陷深层—超深层天然气田开发示范工程”(2016ZX05051); 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“库车坳陷深层—超深层天然气田开发关键技术研究与应用”(2018E-1803); 中国博士后科学基金“博孜—大北区块地质力学对构造和储层影响机理研究”(2019M660269)。

第一作者简介: 徐珂(1991-), 男, 四川遂宁人, 博士, 2018年毕业于中国石油大学(华东), 高级工程师, 现主要从事油气田地质力学研究和应用方面的工作。地址: 新疆库尔勒市塔里木油田勘探开发研究院, 邮政编码: 841000。E-mail: xuke-tlm@petrochina.com.cn

收稿日期: 2021-12-31; 修改日期: 2022-08-09

10 gas reservoir, and identify great variation in permeability of fractures with different directions. Then the fracturing results are analyzed of various well trajectories with different well types and deviations, and the geology and engineering integrated working method is proposed to guide the optimization of well trajectory design. The results show that: (1) Different from the medium-shallow gas reservoirs, well production capacity is distinctly affected by the current in-situ stress and its induced fracture activity of the ultra-deep gas reservoir, and it is indicated that low current in-situ stress and active fractures are conducive to the high production of gas wells; (2) The current in-situ stress, fracture characteristics, wellbore stability and the propagation of fracture network vary greatly in various parts of the ultra-deep reservoir, therefore, the highly deviated wells have more advantages in drilling safety, drilling rate of the low in-situ stress areas and high angle fractures, as well as better fracturing results than vertical wells, and the practice shows that the high-yield production can be obtained by a favorable wellbore trajectory when effectively dealing with the strong heterogeneity of the ultra-deep tight sandstone gas reservoir; (3) The current in-situ stress field modeling based fracture activity analysis, wellbore stability prediction and fracture network simulation are the key technologies in geology and engineering integrated fracturing engineering, which are conducive to the optimization of wellbore trajectory and optimal selection of fracturing method and intervals; (4) The geology and engineering integrated working method supports to build a bridge between geological study and engineering construction, which plays a positive role in well stimulation of ultra-deep gas reservoir and improving the benefits of ultra-deep oil and gas exploration and development.

Key words: ultra-deep formation, geomechanics, in-situ stress, fracture activity, wellbore trajectory, well stimulation, geology and engineering integration, Keshen 10 gas reservoir

0 引言

位于塔里木盆地北部的库车坳陷蕴育丰富的油气资源,特别是克拉苏构造带,是典型的深层—超深层天然气资源富集区,探明天然气地质储量超 $13000 \times 10^8 \text{m}^3$,已发现克深2、克深8、克深9、博孜3及博孜9等高产气藏^[1-6],这些气藏埋深普遍超过6000m,有些甚至超过8000m。

超深层岩石普遍非常致密且坚硬,气井的自然产能较低,井间产能差异很大,甚至同一区块相邻井的产能相差数倍^[7-8],专家学者在近年的实践中发现断裂活动性对气井产能有重要影响^[9-12];另外还从高产气藏的成功经验中总结出,超深层强挤压导致裂缝规模发育是气井高产稳产的重要保证^[13]。但是断裂、裂缝具有极强的各向异性和非均质性,研究难度大,目前还难以准确量化评价其对气井产能的影响机理^[14]。

超深层钻井情况复杂,施工难度大、风险高,因工程因素导致钻井报废的情况时有发生,工程污染也会造成低产失利^[15]。另外,超深层气井大多需要通过压裂改造才能获得产能,在地下深部极强地应力环境下压开地层并形成有效缝网的难度很大,加之超深层资料来源少、可借鉴资源少、油气井距离大,超深层增产面临很大的挑战。

上述情况表明,超深层油气勘探开发在储层预测、井位部署、钻完井工程各个环节均存在难题,即使优选了有利的井位,如果没有安全稳定的井壁和有效的压裂改造,也难以获得高产甚至报废。

目前,针对如何准确预测有利储层,并解决钻完井过程中的工程地质问题,实现高效开发,还缺乏系

统完善的一体化工作方法和技術,多数做法仍然是先开展地质研究和井位部署工作,随后配套钻完井等工程设计,并未采用一体化的理念和工作方式,这大大制约了超深层油气勘探开发进程。

鉴于此,本文基于地质工程一体化理念,提出了以地质力学研究为核心的“井位—井型—井眼轨迹”一体化的增产技术,即在地质认识的基础上,进一步开展地质力学研究,强化对岩石力学性质和力学行为的分析,从地应力场和裂缝活动性角度揭示其对储层品质、井壁稳定性和压裂缝网的影响,通过量化优选最佳井眼轨迹,兼顾提高有利储层钻遇率、减少钻井复杂事故、提高压裂改造效果,进而实现超深层致密砂岩气藏的增产。本文以塔里木盆地克拉苏构造带克深10气藏为例开展研究,该气藏探明天然气地质储量超 $500 \times 10^8 \text{m}^3$,是塔里木油田当前的重点开发区块。

1 地质工程背景

克深10气藏位于克拉苏构造带东部的克深—克拉段(图1a)。克拉苏构造带挤压变形强烈,盐下地层为一系列逆冲叠瓦构造,克深10气藏处于从北到南的第三排构造(图1b),整体夹持于克深6断裂和克拉苏断裂之间,背斜走向与边界断裂走向基本一致(图1c),大部分区域逆掩于上盘的克拉8号构造和克拉1号构造。克深10气藏的目的层为白垩系巴什基奇克组,埋深超过6000m。

克深10气藏所处的地质条件非常复杂。地表发育喀桑托开背斜,北高南低、北陡南缓,海拔为1700m左右,局部高差大于100m。浅部地层发育一条断层,断层上盘地层从上到下为古近系苏维依组、

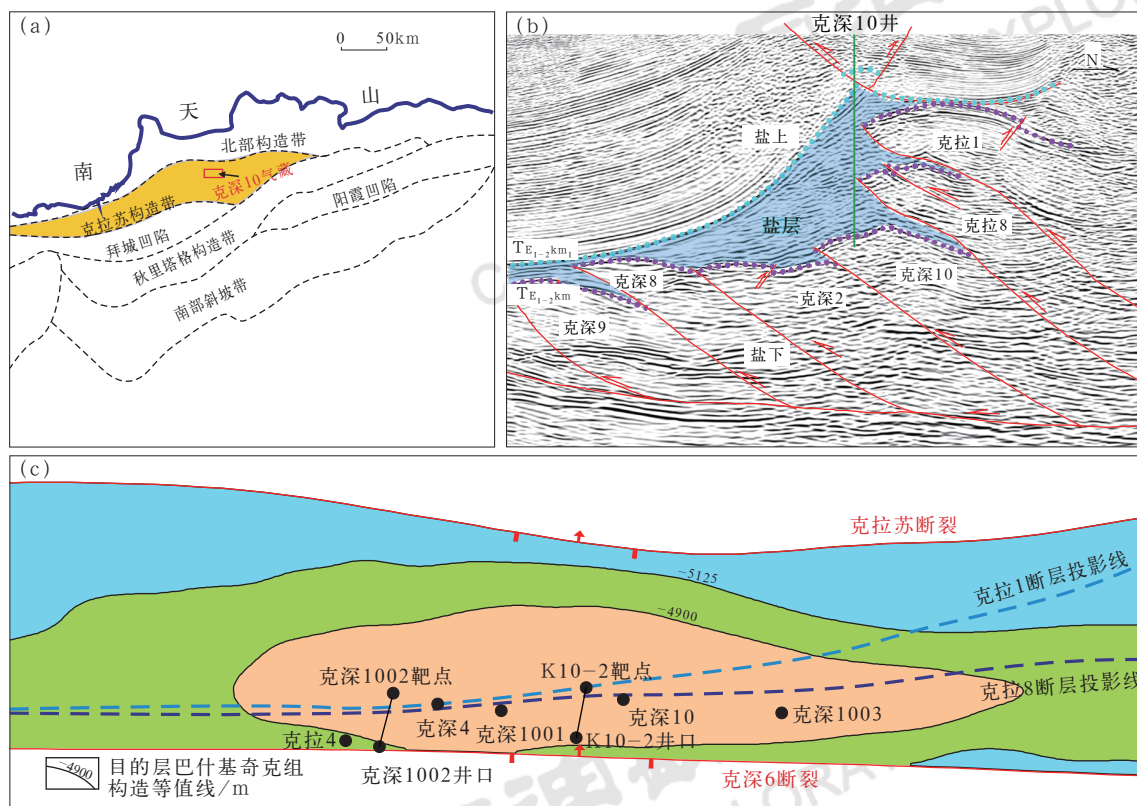


图1 克深10气藏构造位置图(a)、地震剖面(b)和目的层构造等值线图(c)

Fig.1 Structural location (a), seismic profile (b) and structural contour map of the target layer (c) of Keshen 10 gas reservoir

库姆格列木群；断层下盘地层为新近系康村组、吉迪克组，古近系苏维依组、库姆格列木群和白垩系巴什基奇克组。库姆格列木群(E_{1-2} km)为一套厚度分布变化巨大的膏岩、盐岩、泥岩组合，具有塑性流动特征。在挤压变形过程中塑性层上下地层发生分层收缩变形，塑性层之上地层发生褶皱冲断并大幅抬升，地层倾角高，甚至超过 60° 。

克深10气藏白垩系储层平均孔隙度约为7%，平均渗透率约为0.18mD。储层构造裂缝比较发育，以高角度半充填—未充填裂缝为主，其次为斜交缝及网状缝，储层内天然裂缝的产状和发育分布均较复杂^[16-18]。

截至2021年，克深10气藏有6口完钻井，其中克拉4井由于早年地质认识不清、工程施工情况复杂而报废；克深4井和克深1001井在盐上地层钻遇断裂带，由于复杂的工程问题而报废；克深10井和克深1003井为工业气流井，日产天然气量分别为 $21 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $19 \times 10^4 \text{ m}^3$ ；克深1002井为克拉苏构造带第一口成功钻探的大斜度井，获得了 $74 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的日产气量。

在复杂的地质背景下，克深10气藏钻探工程困难多、挑战大：(1)地表山地起伏给井场布置、钻井

施工带来困难；(2)盐上地层高陡，特别是古近系苏维依组厚层状褐色泥岩的高倾角层理面难以保持较好的井壁稳定，浅部发育的断裂也容易引发井漏、溢流等复杂情况和卡钻风险^[19]；(3)库姆格列木群盐岩段中的泥岩表现出欠压实特征，普遍为高压—超高压，局部存在高压盐水层、漏层，为事故多发地段，钻进过程中需注意溢流、井漏、缩径卡钻等工程风险；

(4)库姆格列木群膏盐岩段发育薄层泥质粉砂岩、粉砂质泥岩，局部发育一套至多套白云岩，可能发育裂缝，具有溢流、井漏等风险；(5)库姆格列木群下泥岩段裂缝较发育，具有井漏、卡钻等风险；(6)目的层白垩系巴什基奇克组裂缝普遍发育，且地层压力高（压力系数约为1.7）^[17,20]，井壁稳定性差，钻井液密度高则漏失、低则溢流。

从克深10气藏3口工业气流井的物性参数和地质力学参数对比可见（表1），克深10井钻遇的有效砂层厚度最大，平均孔隙度较高，但气井产量却一般；克深1002井，虽然有效砂层厚度和平均孔隙度不占优势，但其日产气量非常高；克深1003井虽然平均孔隙度也较高，但日产气量却远不及克深1002井。所以在超深层储层，砂岩厚度、平均孔隙度等物

表 1 克深 10 气藏工业油气流井物性参数和地质力学参数对比表

Table 1 Comparison of physical property and geomechanic parameters of three wells with commercial gas flows of Keshen 10 gas reservoir

井号	砂层厚度 / m	有效砂层 厚度 /m	平均孔隙度 / %	最小水平 主应力 /MPa	有效砂层厚度内 的裂缝数 / 条	裂缝活动性 指数	裂缝开启压力梯度 / (MPa·(100m) ⁻¹)	日产气量 / 10 ⁴ m ³
克深 10 井	215	150	7.2	138	87	0.21	1.96	21
克深 1003 井	195	105	7.5	140	36	0.19	1.95	19
克深 1002 井	215	130	6.9	133	—	0.27	1.72	74

性参数并不是决定气井高产的主要因素。反观地应力值、裂缝活动性及裂缝开启压力等力学特性，则与气井产能具更好的关联。这与前期克深 2 气藏的研究认识一致^[11]。

需要说明的是，克深 1002 井由于井况原因未开展成像测井，但钻井日志表明，在目的层巴什基奇克组的钻进过程中，发生钻井液漏失，且与邻井漏失特征相似，为裂缝性漏失，因此推断克深 1002 井钻遇一定程度的裂缝。克深 1002 井漏失钻井液密度为 1.73g/cm³，故认为裂缝开启压力梯度近似为 1.72 MPa/100m。根据三维地质力学模拟结果，该井裂缝活动性指数为 0.27。

2 地质工程一体化关键技术

2.1 基本原理

实践表明，现今地应力及其控制下的裂缝活动性是超深层致密砂岩气藏气井产能的主控因素之一。地应力低、裂缝发育且裂缝活动性好的位置和层段往往是甜点发育的有利部位。然而，现今地应力和天然裂缝的分布具有极强的非均质性，特别是复杂地质背景下的库车坳陷，经历了多期构造运动后的“残余应力”与现今所受的挤压应力叠加，并受到白垩系砂泥互层复杂岩性的影响，以及背斜构造、断层、裂缝产生的局部应力扰动，共同导致现今地应力分布极为复杂，并受到众多因素的控制^[10]。

裂缝分布同样具有很强的非均质性。裂缝是地质历史时期多期构造运动的产物，并不断受到后期构造运动的改造。裂缝参数不但与裂缝形成时期的“古应力”有关，而且裂缝活动性和渗透性很大程度受现今地应力的影响^[21-23]。如图 2，假设存在两组高角度裂缝，裂缝 A 走向与最大水平主应力 (S_{Hmax}) 方向近于垂直，裂缝 B 走向与最小水平主应力 (S_{hmin}) 方向近于垂直。地应力张量在裂缝面分解为一个垂直于裂

缝面的有效正应力 σ_{ne} 和一个平行于裂缝面的剪应力 τ ，二者比值 τ/σ_{ne} 影响裂缝面的滑动，也是反映裂缝渗透性的重要指数。可见，A 组裂缝面所受的 τ/σ_{ne} 较低，裂缝趋于稳定，渗透性差；而 B 组裂缝面所受的 τ/σ_{ne} 较高，裂缝趋于滑动，渗透性好。另外，走滑应力机制条件下（最大水平主应力 $S_{Hmax} >$ 垂向主应力 $S_V >$ 最小水平主应力 S_{hmin} ），井眼沿着最大水平主应力方向稳定性较好，且井斜角越大钻井相对越安全^[24]，但在裂缝发育的情况下，岩体强度减弱，各向异性增加，井眼稳定性整体降低，易发生垮塌和漏失风险，引发次生井控灾害，破坏井筒质量，伤害储层。当井眼垂直于裂缝面时，作用于裂缝面的剪应力为零，井壁稳定性最好。

以上表明，不同地应力状态控制下的裂缝渗透性有所差异，大斜度井相比直井在钻井安全和裂缝钻遇角度上具有更大优势，不同方位井眼轨迹上的井壁稳定性和甜点钻遇情况不同。如图 3，直井与一组高角度裂缝擦肩而过；斜井 A 的井眼垂直于裂缝面，最大程度地穿过了更多的裂缝；而斜井 B 的井眼方向与裂缝走向平行，裂缝的钻遇率非常有限。

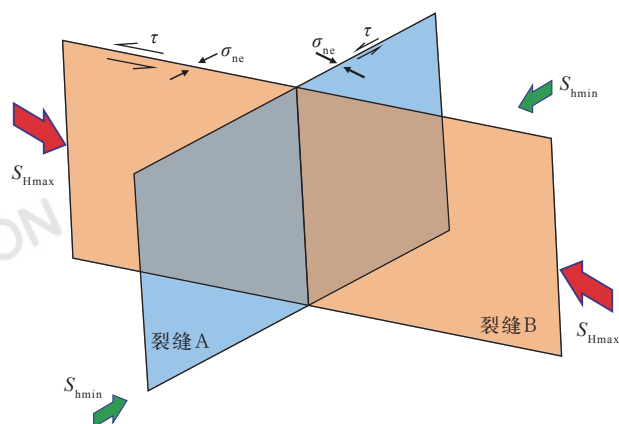


图 2 地应力作用下不同走向裂缝的受力情况

Fig.2 Stress condition of fractures with different strikes affected by the in-situ stress

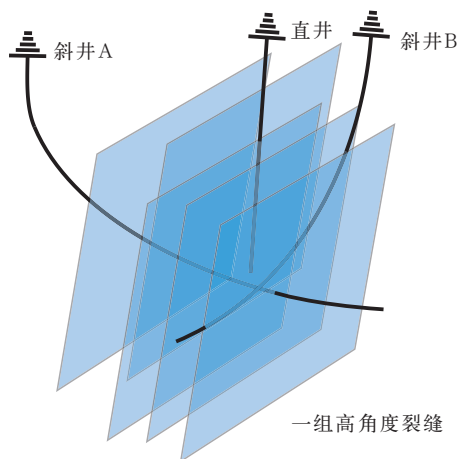


图3 不同井型、不同方位的井眼轨迹示意图

Fig.3 Schematic diagram of well trajectories with various well types and deviations

有效的改造方式是超深层致密气藏获得高产的重要保证之一,通过水力压裂形成复杂缝网,以最大限度沟通井周裂缝。除了施工工艺外,现今地应力研究能为压裂改造提供支撑^[25-26]。受井周地应力和天然裂缝的影响,压裂缝延伸方式有所不同,一方面可根据地应力方向与井周裂缝走向的夹角预测压裂缝的延伸情况;另一方面可根据地应力状态合理确定改造方式并优选改造层段。

综上所述,一条有利的井眼轨迹具有多重优势:

- (1) 能够克服超深层致密气藏非均质性强的特点,通过大斜度井多穿低应力区并钻遇更多高角度裂缝;
- (2) 大斜度井的井壁稳定性更好;
- (3) 可以调整井斜方位使之与裂缝具有最佳匹配关系,以形成复杂压裂缝网,降低施工改造难度;
- (4) 大斜度井可以避免非目的层的断裂和地表不利于部署井位的区域。

2.2 关键技术流程

为了实现超深层致密气藏的高效开发,有必要开展地质工程一体化的研究工作^[27-29],一方面,在地质研究的过程中,同时考虑工程施工的难度,尽量从地质源头降低施工风险;另一方面,通过工程手段,克服地质预测精度有限的难题,实现优化施工参数的进而提产。

第一步,优选有利区。首先结合岩石力学实验、测井解释、地震反演,明确研究区三维岩石力学参数,并构建复杂叠置构造全层系三维地质模型,通过上述方法,考虑复杂构造和复杂岩性因素,开展现今地应力场精细预测^[11]。其次,基于能量守恒原理,即认为

为产生裂缝面的能量与岩体破裂释放的应变能有关,在地质研究和岩石力学性质研究的基础上,以岩石破裂准则为纽带,搭建裂缝形成时期的应变能、古应力和裂缝参数(裂缝密度、裂缝开度、裂缝产状等)之间的定量计算模型,并充分考虑现今地应力对裂缝的改造作用^[23],通过分析现今地应力作用下裂缝面的剪应力与有效正应力之比(τ/σ_{ne}),明确裂缝活动性。据此,优选现今地应力值低、裂缝发育且活动性好的部位,并根据地应力张量和裂缝产状之间的关系,初选能够多穿地应力低值区和裂缝活动性好的井斜方位区间。

第二步,井壁稳定性分析。结合三维地质力学建模,计算井筒的坍塌压力、孔隙压力、闭合压力、漏失压力、破裂压力,即“五压力”。需要注意的是,裂缝性气藏的安全钻井液密度窗口极窄,多数垮塌的发生是由于激活了井周裂缝而发生掉块,并非是坍塌压力过高,因此应该降低钻井液密度,而非传统观念认为的发生垮塌即应提高钻井液密度,那样将造成更为严重的垮塌、漏失、卡钻的事故。因此认为裂缝性气藏最优钻井液密度略高于地层压力系数0.1即可。据此,优选井壁稳定性较好(即钻井液密度窗口较宽)的井位方位区间。

第三步,改造层段优选和压裂缝网模拟。根据岩石物理性质、岩石力学性质、地应力状态及裂缝发育情况,计算储层岩石脆性、可压裂性等工程相关参数,优选有利的射孔改造层段,初步确定改造方案,并在考虑施工参数的基础上,对不同井斜方位的井眼轨迹进行压裂缝网模拟,优选形成最大复杂缝网、具有最优沟通能力的方位。

第四步,综合上述因素,并充分考虑非目的层和地表的钻探风险,优选最佳的井眼轨迹和改造层段,确定合理的改造方案。

3 应用效果

3.1 有利区优选和优势井斜方位初选

克深10气藏白垩系巴什基奇克组现今最小水平主应力值大体呈环状分布,与背斜构造的等高线分布趋势近似,受地质边界条件和复杂岩性影响,非均质性很强,主要分布于110~160MPa(图4a)。深蓝色所示的地应力低值区基本位于克拉1断层、克拉8断层投影线以北,即位于上盘构造的叠置区内。裂缝活动性预测图(图4b)表明,裂缝发育且活动性好

的位置(红色密集带)基本位于背斜轴部以北,也处于上盘构造的叠置区内,多套压力系统并存,局部层段无钻井液密度窗口,直井钻探难度大、风险高;气藏普遍发育高角度裂缝,直井难以保证裂缝的钻遇率;地表山地也增大了建立井场的难度。因此,克深10气藏不适合通过直井方式钻探开发,而应通过定向井从南向北钻探,能够在避开非目的层断层的前提下,钻遇有利的低应力区和高角度裂缝。基于此,克

深10气藏的定向井井口位于克深10构造南部相对平缓的地表,向北部造斜。

新井K10-2靶点位置初定在克深10井和克深1001井之间的低应力区,井口位置定在断层投影线以南(图4a)。考虑到尽可能垂直穿过活动性好的裂缝,井眼轨迹应与裂缝走向垂直,克深10井和克深1001井之间裂缝走向大体为 $30^{\circ} \sim 150^{\circ}$,所以考虑裂缝钻遇率的可利井眼轨迹方向为 $-60^{\circ} \sim 60^{\circ}$ 。

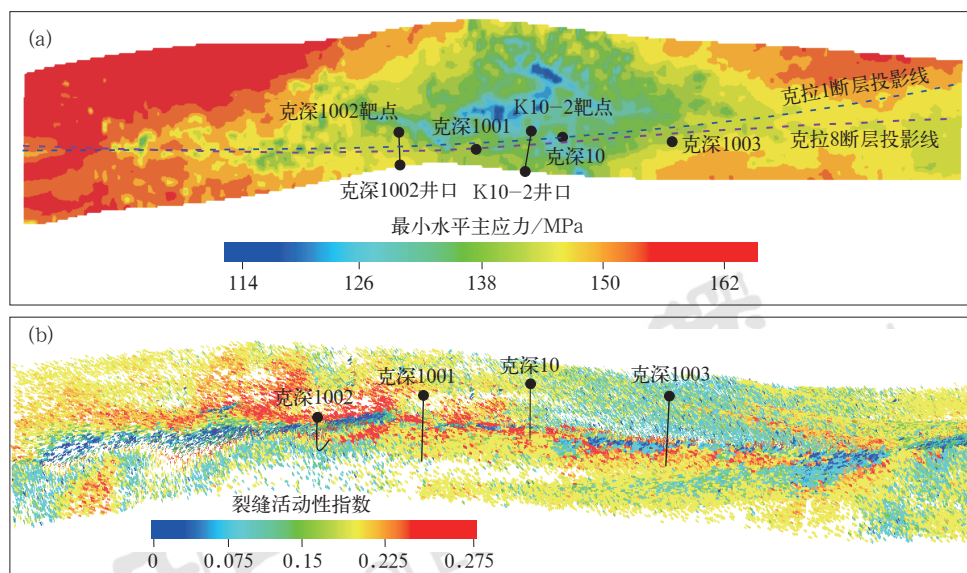


图4 克深10气藏白垩系巴什基奇克组现今最小水平主应力平面分布图(a)和裂缝活动性预测结果图(b)

Fig.4 Plane maps of the minimum horizontal principal stress (a) and fracture activity prediction of the Cretaceous Bashjiqike Formation (b) of Keshen 10 gas reservoir

3.2 兼顾井壁稳定性和裂缝钻遇率的井斜方位优选

在确定井口位置后,设计了不同井型、不同钻进方向的井眼轨迹。首先开展不同井型的井壁稳定性对比分析,如图5为水平井和斜井的井壁稳定性情况,可以看出,在现今地应力场和选取的井位条件下,水平井的钻井液密度窗口(平均接近 $0.4\text{g}/\text{cm}^3$)高于斜井的钻井液密度窗口(平均约为 $0.35\text{g}/\text{cm}^3$),表明水平井的井壁稳定性好于斜井,但斜井钻遇的裂缝密度远高于水平井。

进而对不同钻进方向的井壁稳定性开展分析,包括 -60° 、 -30° 、 0° 、 15° 、 30° 和 60° 这6个方向(图6)。模拟结果显示(表2),在现今地应力场和选取的井位条件下,不同钻进方向上的最小水平主应力差异不明显,钻井液密度窗口在钻进方向为 15° 和 30° 时较大,表明这两个方向的井壁稳定性较好,且 15° 方向稳定性优于 30° ,而裂缝钻遇情况在不同方向的差异很明显, 30° 方向钻遇的裂缝密度最

高,其次为 15° 方向。因此考虑井壁稳定性和裂缝钻遇率的可利井眼轨迹方向为 15° 。

3.3 压裂缝网模拟

对不同钻进方向的井眼开展压裂模拟,参考该气藏第一口成功实施的大斜度井——克深1002井的泵注程序。排量为 $6.5\text{m}^3/\text{min}$,单级液量 580m^3 +顶替液 47.7m^3 ,单级砂量为 61.6t ,改造段统一设定为 750m ,每级 50m ,共15级,并考虑裂缝渗透率的各向异性和非均质性。

不同钻进方向压裂缝网形态如图7所示,压裂缝主体方向与克深10气藏区域最大水平主应力方向(大约为 158°)基本一致(图7),所以当井眼轨迹与最大水平主应力方向夹角较小时,压裂缝基本顺井筒展布,缝网覆盖面积相对较小,比如 -30° 的钻进方向;而井眼轨迹与最大水平主应力方向夹角比较大时,缝网覆盖面积更大,如 60° 的钻进方向。

表 2 不同钻进方向的井壁稳定性和裂缝钻遇情况统计表

Table 2 Wellbore stability and fracture drilling rate of well trajectories with different deviations

钻进方向 / (°)	最小水平主应力 /MPa	钻井液密度窗口 /(g·cm ⁻³)	裂缝密度 /(条·m ⁻¹)
-60	130	0.38	5.5
-30	128	0.38	1.8
0	127	0.39	2.9
15	127	0.42	6.4
30	128	0.40	7.6
60	127	0.39	1.9

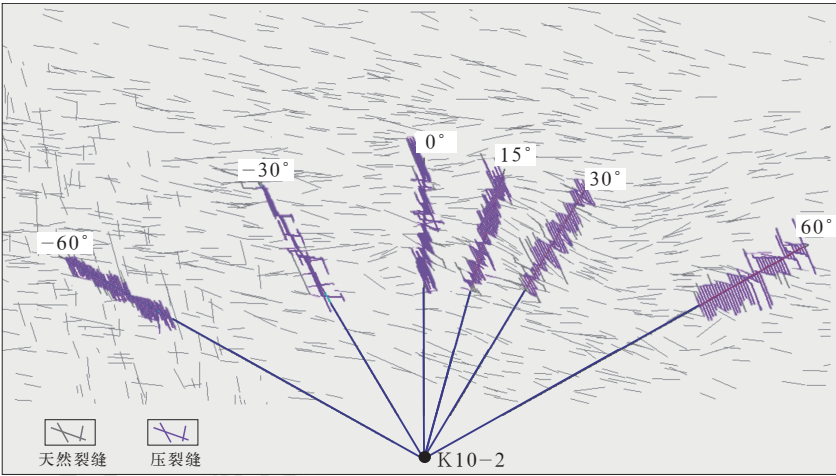


图 7 不同钻进方向的压裂缝网展布形态

Fig.7 Distribution pattern of hydraulic fracture networks of well trajectories with different deviations

表 3 不同钻进方向的压裂缝参数和预测产量表

Table 3 Fracture parameters and production prediction of well trajectories with different deviations

钻进方向 / (°)	液体效率 / %	长轴支撑缝长 / m	短轴支撑缝长 / m	支撑缝高 / m	净压力 / MPa	导流能力 / (mD·m)	井筒裂缝密度 / (条·m ⁻¹)	第一个月日产量 / 10 ⁴ m ³
0	50.1	159.1	15.5	25.1	14.5	87.1	9	110.1
15	34.5	138.5	3.3	37	10.6	191.3	12.65	228.3
30	36.4	159.1	13	31	11.3	182.4	19.5	253.7
60	32.9	156.8	6.3	34.2	10.9	203.7	11.7	159.2
-30	70.6	103.6	33.6	20	22.3	160.9	10.13	129.5
-60	24.9	130.9	2.2	36.3	8.1	208.5	17.7	169.8

3.4 实施效果

K10-2 井完钻深度为 6880m，钻井周期为 8 个月，而相邻直井克深 10 井 6400m 深度的钻井周期近 13 个月，K10-2 井的钻井复杂情况相比克深 10 井降低 20%。

K10-2 井钻揭目的层 295m，有效储层厚度为 200m，平均孔隙度为 8.5%，物性基本与邻井一致。K10-2 井目的层现今最小水平主应力约为 128MPa，相比邻井略低；钻遇裂缝 75 条，裂缝面剪应力与有效正应力比值平均为 0.29，明显好于邻井；裂缝开启压力梯度为 1.70MPa/100m（应力绝对值为

104.5MPa), 明显低于邻井, 表明裂缝开启性好。K10-2 井日产天然气 $52 \times 10^4 \text{m}^3$, 相比直井克深 10 井和克深 1003 井高出很多。

K10-2 井是继克深 1002 井之后, 在克深 10 超深层气藏上成功实施的又一口大斜度井, 这进一步证实了地质工程一体化是超深层油气增产的必要手段, 能够克服超深层复杂地质背景在井位研究、钻井工程和储层改造方面带来的地质和工程难题。超深层油气井的增产不仅在于储层品质, 还需匹配相应的钻井、完井手段, 早年克拉 4 井、克深 4 井及克深 1001 井的失利, 一方面是由于地质认识不清、工程手段局限, 但更重要的原因在于地质研究和工程施工之间的专业壁垒, 缺乏将地质信息解译为工程参数的研究环节。因此, 地质工程一体化工作方式搭建了地质研究和工程施工的桥梁, 对提高超深层油气勘探开发效益有直接的现实意义。

4 结论与认识

(1) 克拉苏构造带超深层裂缝性气藏的气井产能更多受控于地应力、裂缝活动性及裂缝开启压力等力学特性, 而与储层厚度、孔隙度等物性参数的关联较低, 现今地应力低、裂缝活动性好的部位更有利于气井高产。

(2) 克拉苏构造带超深层气藏的非均质性强, 井眼轨迹在不同钻进方向的低应力区和高角度裂缝钻遇、井壁稳定性、压裂缝网延伸有所差异, 大斜度井相比直井具有多重优势, 产量更高, 是克服强非均质性的有效手段。

(3) 基于三维建模, 开展地质力学研究, 明确气藏的现今地应力、裂缝及其活动性分布特征, 模拟定向井在不同条件下的低应力区和高角度裂缝钻遇、井壁稳定性及压裂缝网延伸情况是地质工程一体化工作中的关键技术, 能够指导最佳井眼轨迹设计, 并提出改造方式和优选改造层段。

(4) 地质工程一体化的工作方式兼顾了地质认识研究和工程施工条件, 科学地指导了井眼轨迹优化设计, 助力超深层复杂构造成功钻探气井并获得高产。

参考文献

[1] 杨学文. 塔里木盆地超深油气勘探实践与创新[M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
Yang Xuewen. Practice and innovation of ultra-deep oil and gas exploration in Tarim Basin[J]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.

[2] 田军, 杨海军, 吴超, 等. 博孜 9 井的发现与塔里木盆地超深层天然气勘探潜力[J]. 天然气工业, 2020,40(1):11-19.
Tian Jun, Yang Haijun, Wu Chao, *et al.* Discovery of Well Bozi 9 and ultra-deep natural gas exploration potential in the Kelasu tectonic zone of the Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020,40(1):11-19.

[3] 王招明. 塔里木盆地库车坳陷克拉苏盐下深层大气田形成机制与富集规律[J]. 天然气地球科学, 2014,25(2):153-166.
Wang Zhaoming. Formation mechanism and enrichment regularities of Kelasu subsalt deep large gas field in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(2):153-166.

[4] 杨学文, 田军, 王清华, 等. 塔里木盆地超深层油气地质认识与有利勘探领域[J]. 中国石油勘探, 2021,26(4):17-28.
Yang Xuewen, Tian Jun, Wang Qinghua, *et al.* Geological understanding and favorable exploration fields of ultra-deep formations in Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021,26(4):17-28.

[5] 李阳, 康志江, 薛兆杰, 等. 碳酸盐岩深层油气开发技术助推我国石油工业快速发展[J]. 石油科技论坛, 2021,40(3):33-42.
Li Yang, Kang Zhijiang, Xue Zhaojie, *et al.* Deep carbonate oil and gas development technology fuels China's petroleum industrial development[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2021,40(3):33-42.

[6] 匡立春, 支东明, 王小军, 等. 新疆地区含油气盆地深层—超深层成藏组合与勘探方向[J]. 中国石油勘探, 2021,26(4):1-16.
Kuang Lichun, Zhi Dongming, Wang Xiaojun, *et al.* Oil and gas accumulation assemblages in deep to ultra-deep formations and exploration targets of petroliferous basins in Xinjiang region[J]. China Petroleum Exploration, 2021,26(4):1-16.

[7] Zhang H, Wang L, Wang Z, *et al.* Using geomechanics to reveal the production controlling factors of the tectonically stressed Jurassic tight gas reservoir in western China[C]// SPE Europec Featured at 81st EAGE Conference and Exhibition, 2019.

[8] Jiang T, Zhang H, Wang H, *et al.* The value of geomechanics in fractured sandstone gas reservoir development in Kuqa Depression, Tarim Basin[C]// 27th World Gas Conference, 2018.

[9] 江同文, 张辉, 徐珂, 等. 克深气田储层地质力学特征及其对开发的影响[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020,42(4):1-12.
Jiang Tongwen, Zhang Hui, Xu Ke, *et al.* Reservoir geomechanical characteristics and the influence on development in Keshen Gas Field[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2020,42(4):1-12.

[10] 江同文, 张辉, 徐珂, 等. 超深层裂缝型储层最佳井眼轨迹量化优选技术与实践: 以克拉苏构造带博孜 A 气藏为例[J]. 中国石油勘探, 2021,26(4):149-161.
Jiang Tongwen, Zhang Hui, Xu Ke, *et al.* Technology and practice for quantitative optimization of borehole trajectory in ultra-deep fractured reservoir: a case study of Bozi A gas reservoir in Kelasu structural belt, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021,26(4):149-161.

[11] 张辉, 尹国庆, 王海应. 塔里木盆地库车坳陷天然裂缝地质力学响应对气井产能的影响[J]. 天然气地球科学, 2018,30(3):379-388.
Zhang Hui, Yin Guoqing, Wang Haiying. Effects of natural fractures geomechanical response on gas well productivity in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018,30(3):379-388.

- [12] 张辉,尹国庆,王志民,等.库车坳陷深层裂缝性砂岩气藏可压裂性评价[J].新疆石油地质,2019,40(1):108-115.
Zhang Hui, Yin Guoqing, Wang Zhimin, *et al.* Fracability evaluation of deep-burial fractured sandstone gas reservoir in Kuqa Depression[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019,40(1): 108-115.
- [13] 唐雁刚,周鹏,徐振平,等.应力环境对克拉苏构造带盐下储层的影响[J].高校地质学报,2017,23(1):95-103.
Tang Yangang, Zhou Peng, Xu Zhenping, *et al.* The influence of stress environment on reservoir under salt in Kelasu structure belt[J]. Geological Journal of China Universities, 2017,23(1): 95-103.
- [14] 冯建伟,赵力彬,王焰东.库车坳陷克深气田超深层致密储层产能控制因素[J].石油学报,2020,41(4):478-488.
Feng Jianwei, Zhao Libin, Wang Yandong. Controlling factors for productivity of ultra-deep tight reservoirs in Keshen Gasfield, Kuqa Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020,41(4): 478-488.
- [15] 刘洪涛,刘举,刘会峰,等.塔里木盆地超深层油气藏试油与储层改造技术进展及发展方向[J].天然气工业,2020,40(11):76-88.
Liu Hongtao, Liu Ju, Liu Huifeng, *et al.* Progress and development direction of production test and reservoir stimulation technologies for ultra-deep oil and gas reservoirs in Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020,40(11):76-88.
- [16] Ju W, Wang K, Hou G, *et al.* Prediction of natural fractures in the Lower Jurassic Ahe Formation of the Dibeí Gasfield, Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China[J]. Geosciences Journal, 2018,22(2):241-252.
- [17] 江同文,孙雄伟.库车前陆盆地克深气田超深超高压气藏开发认识与技术对策[J].天然气工业,2018,38(6):1-9.
Jiang Tongwen, Sun Xiongwei. Development of Keshen ultra-deep and ultra-high pressure gas reservoirs in the Kuqa foreland basin, Tarim Basin; understanding points and technical countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2018,38(6):1-9.
- [18] 塔里木油田公司.克深1002钻井地质设计[R].库尔勒:塔里木油田公司,2017:10-11.
Tarim Oilfield Company. Drilling geological design of well Keshen 1002[R]. Korla: Tarim Oilfield Company, 2017:10-11.
- [19] 胥志雄,张辉,尹国庆,等.超深井安全提速提产地质工程一体化关键技术[J].天然气工业,2021,41(11):104-114.
Xu Zhixiong, Zhang Hui, Yin Guoqing, *et al.* Key technologies of geology-engineering integration for safe ROP improvement and production increase of ultra-deep wells[J]. Natural Gas Industry, 2021,41(11):104-114.
- [20] 杨海军,李勇,唐雁刚,等.塔里木盆地克深气田成藏条件及勘探开发关键技术[J].石油学报,2021,42(3):399-414.
Yang Haijun, Li Yong, Tang Yangang, *et al.* Accumulation conditions, key exploration and development technologies for Keshen Gasfield in Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(3):399-414.
- [21] 汪必峰.储集层构造裂缝描述与定量预测[D].青岛:中国石油大学(华东),2007.
Wang Bifeng. Description and quantitative predication of reservoir tectoclase[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2007.
- [22] Liu J, Ding W, Wang R, *et al.* Simulation of paleotectonic stress fields and quantitative prediction of multi-period fractures in shale reservoirs: a case study of the Niutitang Formation in the Lower Cambrian in the Cen'gong block, south China[J]. Marine & Petroleum Geology, 2017,84:289-310.
- [23] Jing Z, Willis-Richards J, Watanabe K, *et al.* A three-dimensional stochastic rock mechanics model of engineered geothermal systems in fractured crystalline rock[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2000,105(B10):23663-23679.
- [24] 刘向君,罗平亚,孟英峰.地应力场对井眼轨迹设计及稳定性的影响研究[J].天然气工业,2004(9):57-59.
Liu Xiangjun, Luo Pingya, Meng Yingfeng. Influence of ground stress field on borehole trajectory design and well-face stability[J]. Natural Gas Industry, 2004(9):57-59.
- [25] 徐珂,田军,杨海军,等.深层致密砂岩储层现今地应力场预测及应用:以塔里木盆地克拉苏构造带克深10气藏为例[J].中国矿业大学学报,2020,49(4):708-720.
Xu Ke, Tian Jun, Yang Haijun, *et al.* Prediction of current in-situ stress field and its application of deeply buried tight reservoir: a case study of Keshen 10 gas reservoir in Kelasu structural belt, Tarim Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020,49(4):708-720.
- [26] 杨战伟,才博,胥云,等.库车山前超深厚储层缝网改造有效性评估[J].中国石油勘探,2020,25(6):105-111.
Yang Zhanwei, Cai Bo, Xu Yun, *et al.* Effectiveness evaluation on network fracturing in ultra-deep and thick reservoirs in Kuqa piedmont[J]. China Petroleum Exploration, 2020,25(6): 105-111.
- [27] 田军,刘洪涛,滕学清,等.塔里木盆地克拉苏构造带超深复杂气田井全生命周期地质工程一体化实践[J].中国石油勘探,2019,24(2):165-173.
Tian Jun, Liu Hongtao, Teng Xueqing, *et al.* Geology-engineering integration practices throughout well lifecycle in ultra-deep complex gas reservoirs of Kelasu tectonic belt, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019,24(2):165-173.
- [28] 尹国庆,张辉,王海应,等.地质工程一体化在克深24构造高效勘探中的应用[J].新疆石油地质,2019,40(4):486-492.
Yin Guoqing, Zhang Hui, Wang Haiying, *et al.* Application of geology-engineering integration in efficient exploration in structure KS24[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019,40(4): 486-492.
- [29] 张辉,杨海军,尹国庆,等.地质工程一体化关键技术在克拉苏构造带高效开发中的应用实践[J].中国石油勘探,2020,25(2):120-132.
Zhang Hui, Yang Haijun, Yin Guoqing, *et al.* Application practice of key technologies of geology-engineering integration in efficient development in Kelasu structural belt[J]. China Petroleum Exploration, 2020,25(2):120-132.