

论直井—水平井混合井型开发陆相/海陆过渡相页岩气的优势

张涛¹, 李相方¹, 王香增^{2*}, 唐永槐³, 里清扬⁴, 王小华⁵, 冯东¹, 赵文¹

1 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室 北京 102249

2 陕西延长石油(集团)有限责任公司 西安 710065

3 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院 西安 710065

4 辽河油田特种油开发公司 盘锦 124010

5 同济大学岩土与地下工程教育部重点实验室 上海 200092

* 通信作者, sxyepcwz@126.com

收稿日期: 2020-06-16

国家自然科学基金面上项目“页岩气有效储渗孔隙跨尺度耦合渗流及产出规律研究”(编号: 50974128)和国家科技重大专项“陆相页岩气产能评价与采气工艺技术”(编号: 2017ZX05039005)联合资助

摘要 长水平井+体积压裂是海相页岩气开发取得成功的主流技术,但我国的陆相/海陆过渡相页岩与海相页岩储层性质相差较大,陆相/海陆过渡相页岩的开发方式不能照搬海相页岩气的。本文提出陆相/海陆过渡相页岩应采用直井和水平井混合井型开发的技术思想。该技术思想的关键出发点在于陆相/海陆过渡相页岩(1)脆性矿物含量少,水平井体积压裂造复杂缝困难;(2)黏土矿物含量高,水平井体积压裂储层污染面积大;(3)纵向往往伴生其它非常规天然气资源(致密气、煤层气等),采用直井“多气合采”可以控制更多的储量。以鄂尔多斯盆地延长探区为例,本文详细论证了陆相/海陆过渡相页岩的上述特征对直井和水平井开发的影响,提出了基于水平井可控纵向储量占比、脆性指数、储层伤害表征参数和薄砂层占比4个参数的合理井型优选标准。结果表明,当水平井可控纵向储量占比<60%,脆性指数<35%,储层伤害表征参数>20%,薄砂层占比<10%时,可以采用直井开发,反之采用水平井开发。进一步地,基于该标准分析了延长组长7段和山西组山1段陆相页岩水平井与直井的开发实例。本文提出的思想突破了水平井是实现页岩气开发唯一方式的传统认识,强调了直井联合水平井开发陆相/海陆过渡相页岩气的优势,为实现陆相/海陆过渡相页岩气的经济有效开发奠定基础。

关键词 陆相页岩气; 井型; 可压性; 储层伤害; 多气合采

Advantages of hybrid well types including both vertical and horizontal wells to develop continental and transitional shale gas

ZHANG Tao¹, LI Xiangfang¹, WANG Xiangzeng², TANG Yonghuai³, LI Qingyang⁴, WANG Xiaohua⁵, FENG Dong¹, ZHAO Wen¹

1 Key Laboratory for Petroleum Engineering of the Ministry of Education, China University of Petroleum-Beijing, Beijing

引用格式: 张涛, 李相方, 王香增, 唐永槐, 里清扬, 王小华, 冯东, 赵文. 论直井—水平井混合井型开发陆相/海陆过渡相页岩气的优势. 石油科学通报, 2021, 02: 272-281

ZHANG Tao, LI Xiangfang, WANG Xiangzeng, TANG Yonghuai, LI Qingyang, WANG Xiaohua, FENG Dong, ZHAO Wen. Advantages of hybrid well types including both vertical and horizontal wells to develop continental and transitional shale gas. Petroleum Science Bulletin, 2021, 02: 272-281. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.02.021

102249, China

2 Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Corp. Ltd., Xi'an 710065, China

3 Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Corp. Ltd, Xi'an 710065, China

4 Heavy Oil Company Liaohe Oilfield Petro China, CNPC, Panjin 124010, China

5 Key Laboratory of Geotechnical & Underground Engineering of Ministry of Education, Tongji University, Shanghai 200092, China

Abstract Long horizontal wells combined with multi-stage hydraulic fracturing make it possible to successfully develop marine shale. However, the geological characteristics of continental or transitional shale in China are significantly different from those of marine shale, and the successful techniques used in marine shale cannot be directly applied during the development of continental or transitional shale. In this work, we proposed that vertical wells can be combined with horizontal wells to develop continental and transitional shale. The reasons for this technical suggestion include that continental and transitional shale (1) usually contain a low proportion of brittle minerals, which results in relatively simple fractures created during the multi-stage hydraulic fracturing; (2) usually contain a high proportion of clay minerals, and the amount of formation damage due to the invasion of fracturing fluid during the multi-stage hydraulic fracturing is high, compared with formation damage for vertical wells; (3) usually co-exist with other types of unconventional gas in other formations vertically (tight gas, coal-bed methane, etc.), and commingling production together from these unconventional gas layers by using vertical wells can control more reserves. Using the geological and production data from the Yanchang Petroleum Group in the Ordos basin, China, we analyzed in detail the effects of the aforementioned characteristics on the production performance of shale gas wells by using vertical completion and horizontal completion. In addition, four characterization parameters including vertical reserve index (the ratio of reserves controlled by horizontal wells and that controlled by vertical wells), brittleness index, formation damage index and silty laminae index were proposed to help the decision makers/operators to select the optimal well type. The results show that, when the vertical reserve index is smaller than 60%, brittleness index is smaller than 35%, formation damage index is larger than 20% and silty laminae index is smaller than 10%, it is recommended to use vertical wells to develop the target area and vice versa. Then the criterion was applied to analyze the performance of a horizontal well drilled in the 7th member of the Yanchang formation and a vertical well drilled in the 1st member of the Shanxi formation. The proposal challenges the traditional practice that only horizontal wells can develop shale gas commercially, and the advantages of the combined usage of vertical and horizontal wells to develop continental or transitional shale are highlighted. The proposed strategy provides a fundamental basis for the development of continental and transitional shale economically and effectively.

Keywords continental shale; well type; brittleness; formation damage; multi-gas co-production

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.02.021

0 前言

我国的地质构造沉积演化复杂,广泛发育了海相、陆相以及海陆过渡相3种类型的富有机质含气泥页岩^[1]。目前,以涪陵、威远和长宁为代表的我国海相页岩气已经取得了商业化的成功开发^[2-3]。资源量巨大的陆相以及海陆过渡相页岩气,是我国页岩气下一步开发的重点对象^[4]。

长水平井联合大型滑溜水多段压裂是北美以及国内海相页岩气开发取得成功的主流技术^[5]。其技术思想在于:在页岩储层近井地带最大程度地制造复杂缝网,从而大大增加页岩气的泄流面积、减小渗流阻力。但是,我国的陆相/海陆过渡相页岩储层与海相页岩储层性质相差较大,该技术的应用可能会存在如下的局限性:(1)陆相/海陆过渡相页岩气的脆性矿物含量少^[4],大型水力压裂难以形成复杂缝网,达不到体积改造的预期效果。(2)陆相/海陆过渡相页岩气的黏土含量、特别是伤害性黏土含量高^[6],压裂过程中注入的上万方压裂液与黏土作用后容易产生膨胀、颗粒运

移,显著降低近裂缝端面的储层渗透率,储层伤害严重。裂缝越复杂,伤害可能越严重。(3)陆相/海陆过渡相页岩气的泊松比大,在后期生产开发过程中,支撑剂易嵌入含泥弱面,裂缝有效性难以保障。(4)陆相/海陆过渡相页岩气(如鄂尔多斯盆地)的纵向其它层系可能存在致密气、煤层气等气层^[4],采用水平井开发则难以控制这些气层,而直井开发则可以很好地实现“多气合采”。(5)陆相页岩气水平井钻完井/压裂技术难、成本高^[7],如果无法实现相对于直井高倍数的增产,则经济性不好。因此,海相页岩气水平井开发的主流技术,并不一定完全适合陆相/海陆过渡相页岩气的开发。

据此,本文以鄂尔多斯盆地陆相/海陆过渡相页岩为例,考虑其储层特殊性,重点分析了脆性矿物、黏土含量、控制储量3个方面对水平井开发的劣势,提出基于水平井可控纵向储量占比、脆性指数、储层伤害表征参数和薄砂层占比4个参数的合理井型优选判断标准,最后基于该标准分析了延长组7段和山西组1段陆相页岩水平井与直井的开发实例。本文创新性

地提出了直井联合水平井开发陆相页岩气的优势,并建立了相应的井型设计评价标准,突破了水平井是实现页岩气开发唯一方式的传统认识,为陆相/海陆过渡相页岩气的经济有效开发提供了新的思路。

1 水平井开发陆相/海陆过渡相页岩气的局限性

1.1 脆性矿物少,造复杂缝困难

以水平井为基础的体积压裂是目前开发海相页岩气的关键技术,该技术通过多簇射孔和裂缝转向,采用低黏度压裂液、高排量施工参数,在近井地带构造复杂体积缝网,增大气体渗流面积,从而达到提高页岩气产量的目的^[5]。体积压裂的效果主要受到储层性质(矿物含量、岩石力学性质等)、地质背景(地应力、天然裂缝等)以及工程因素(射孔位置、压裂液性质、泵入排量等)的影响^[8]。其中,页岩储层性质是决定体积压裂缝网形成的内在控制因素。

页岩主要由石英、长石、黏土、碳酸盐矿物以及有机质等组成,其中石英、长石等硅质矿物以及方解石、白云石等钙质矿物被视为脆性矿物^[9],脆性矿物的含量直接决定了基质孔隙、微裂缝的发育程度。脆性矿物含量越丰富,页岩的可压裂性越好,形成的局部裂缝越复杂。因此,可压性评价是页岩气储层在进行水平井多段压裂施工前的必备步骤。北美Barnett海相页岩的脆性矿物含量基本大于75%,我国南方海相页岩的脆性矿物含量也大多在70%以上,而陆相/海陆过渡相页岩的脆性矿物含量很低^[4]。以鄂尔多斯盆地延长组长7段陆相页岩为例,其脆性矿物含量为18.9%~45.9%,平均值仅为31.24%,远远低于海相页岩储层的脆性矿物含量。通过采用泊松比、弹性模量来量化页岩在应力作用下的破裂能力以及破裂后的支撑能力,Rickman(2008)^[10]设定40%的脆性指数为影响储层缝网可压性的门限值:当脆性指数小于20%时,压裂产生的仅为简单缝;当脆性指数大于60%时,压裂产生复杂缝网(表1)。基于该方法,通过对鄂尔多斯盆地长7段页岩的21块页岩岩心进行力学测试发现,有15块页岩无法形成复杂缝网,其中7块页岩的脆性指数更是小于体积压裂的可压性门限值(图1)。因此,陆相/海陆过渡相页岩相对于海相页岩的可压性差,体积压裂较大部分储层难以形成复杂缝网,无法达到解放页岩气渗流能力的目的。

1.2 黏土含量高,储层伤害大

陆相/海陆过渡相页岩与海相页岩的另一个显著差异为黏土矿物含量。同样以延长组长7段页岩为例,其黏土矿物含量高且变化大,抽取的23个页岩样品中,黏土矿物含量介于37.4%~72.8%,平均值为40%^[6]。然而,北美Barnett和我国南方海相页岩的黏土矿物含量则介于10%~46%。长7段页岩的黏土矿物含量最高的组分为伊/蒙混层(平均80%)和高岭石(平均10%)^[6]。压裂液进入储层后,对高黏土矿物含量的储层产生不可逆污染,压裂裂缝越复杂,压裂液与储层的接触面积越大,近裂缝面的储层污染区域也更多。因此,黏土矿物含量对井型的适应性也有影响,下面来具体论证。

在储层损害中,关注的对象主要为蒙脱石(伊/蒙混层)和高岭石。蒙脱石与水接触以后,由于层间仅由范德华力联系,联结力较弱,阳离子易携带大量水

表1 脆性指数与裂缝形态的关系^[10]

Table 1 Relationship between the brittleness index and fracture complexity^[10]

脆性指数	裂缝形态
70%	复杂缝网
60%	
50%	简单缝向复杂缝网转变
40%	
30%	
20%	简单缝
10%	

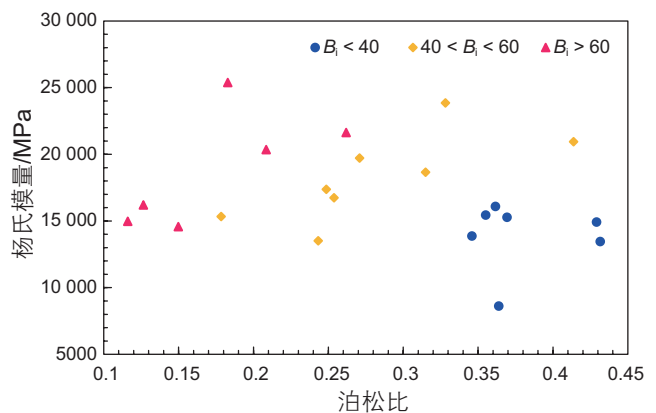


图1 鄂尔多斯盆地延长组长7段陆相页岩脆性指数 B_i 与可压性评价

Fig. 1 Brittleness index B_i and fracability of 7th member of Yanchang formation, Ordos basin

分子进入晶层,表现出明显的膨胀性,从而损害储层的渗透能力^[11]。另外,高岭石的晶层与晶层之间联系弱、硬度低,在流体高速冲击作用下(压裂过程),解理裂开分散形成微粒而迁移、堵塞孔喉,损害储层渗透性^[12-13]。对于含有8%蒙脱石的页岩进行渗吸实验(模拟压裂过程),发现渗吸288 h的岩样,烘干后(排除水锁的影响)测试的渗透率降低了74.88%,且渗吸时间越长、渗透率降低越严重^[14]。因此,对于长7陆相页岩,其膨胀性矿物伊/蒙混层和运移性矿物高岭石含量高,与压裂液接触后储层伤害严重。基于商业软件CMG,本文建立了直井对称缝和水平井多段压裂的页岩数值模拟模型(图2)。模型的具体输入参数(基质/裂缝物性、相渗曲线、毛管曲线、温压系统、工作制度等)参见(张涛,2017a,b)^[15-16],这里不做过多赘述,重点阐述如何模拟黏土膨胀污染。①蒙脱石污染的结果首先是降低绝对渗透率,本文案例假设受污染区域的渗透率降低为原来的10%。尽管沿着裂缝壁面至储层的含水饱和度不同,但是由于黏土一旦与水接触,则开始发生膨胀,因此认为黏土膨胀的程度与含水饱和度没有关系^[17]。②蒙脱石的膨胀会减小基质的孔喉半径,毛管力曲线会随着污染程度的增加而上移^[18]。污染区的毛管力曲线通过文献(张涛,2017a,b)中的式(1)来计算。③假设相渗曲线在污染过程中不发生改变,也即相渗曲线也与污染区域一致。④忽略压裂液中的添加剂(表面活性剂、胶凝剂等)对黏度和毛管力的影响。

通过采用无污染数值模型,模拟压裂后与模拟生

产时间内(本文为3年),压裂液进入近裂缝的距离。然后,改变压裂液侵入范围内的绝对渗透率和毛管力曲线,再次模拟,可以得到压裂液侵入导致的储层污染对指定生产时间内页岩气井产能的影响,结果如图3所示。可以发现,直井模型考虑近壁面压裂液入侵污染的3年内累产预测比不考虑的仅降低5%左右,但是,水平井模型考虑污染的3年产量几乎只有不考虑的一半。因此,对于高黏土矿物含量的陆相/海陆过渡相页岩,采用水平井多段压裂开发,由于压裂液与储层的接触面积大,导致储层污染严重,会显著影响气井产能;采用直井压裂对称缝,尽管改造体积小,但是储层污染相对较轻,对产能的影响也较小。这也进一步说明了,CO₂压裂以及低伤害压裂液发展在开发陆相/海陆过渡相页岩中的重要性。

1.3 控制储量少,经济效益差

上述两个方面的原因导致水平井开发陆相/海陆过渡相页岩的效果不如开发海相页岩的效果好。但值得注意的是,这并不能说明直井开发陆相/海陆过渡相页岩的产能会比水平井开发更好。很显然,直井的近井筒裂缝有效渗流面积远远小于水平井,在页岩这类孔渗极低的储层中,直接采用直井开发陆相/海陆过渡相页岩的产能会比水平井更低。然而,我国大多数盆地存在“纵向多气叠置、同盆共存”的特征^[19],为直井开发陆相/海陆过渡相页岩提供了丰富的物质基础。下面以鄂尔多斯盆地延长石油探区为例来说明。

鄂尔多斯盆地非常规天然气资源丰富,由于煤层、

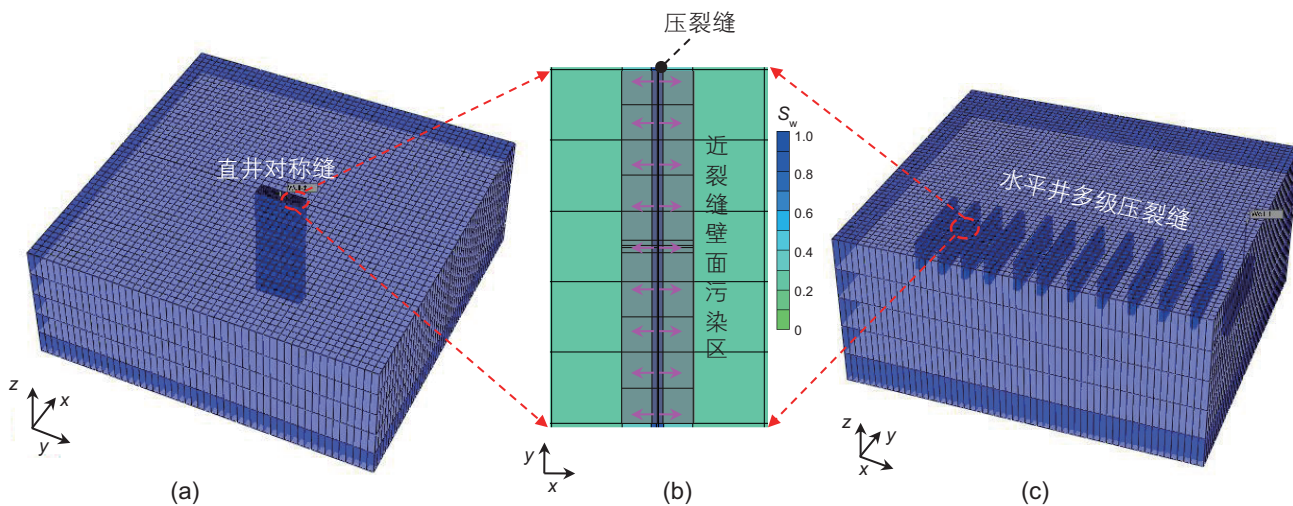


图2 (a) 陆相页岩气直井对称缝数值模型; (b) 近裂缝壁面压裂液入侵导致储层污染; (c) 陆相页岩气水平多级压裂开发数值模型
 Fig. 2 (a) Numerical model of vertical well with symmetry fracture for continental shale gas reservoir; (b) Near-fracture formation damage due to the invasion of fracturing fluid; (c) Numerical model of horizontal well with multi-stage fractures for continental shale gas reservoir

暗色泥岩和暗色生物碎屑灰岩等烃源岩在盆地内广覆式展布,充足的气源使得盆地内广泛发育致密气、煤层气、页岩气等非常规天然气^[20]。延长石油探区内不同区域自上而下,全发育或者不完全发育如下气层:中生界延长组(长7段、长9段等)陆相页岩气,上古生界下石盒子组(盒8等)致密砂岩气,山西组1段致密砂岩气/陆相页岩气,山西组2段致密砂岩气/煤层气,本溪组1段海陆过渡相页岩气,本溪组2段致密砂岩气,下古生界马家沟组灰岩气藏等等^[21]。这3类非常规天然气整体处于煤岩体系内,在物源类型、沉积环节、构造热演化等方面都具有较大的一致性,且各含气层系中泥页岩、煤岩、砂岩层重复交替出现。延长石油探区的页岩气勘探目的层主要为长7段和山1段陆相页岩气以及本1段海陆过渡相页岩气^[4],如果仅采用水平井分别开发这些层系,单层开发效果不好的同时,还无法控制纵向其它层系的气层。若采用直井开发,则可以控制其它含气层系,补充气井产能,使整口直井达到经济产能,实现有效开发水平井适应性差的页岩气层(脆性矿物少、黏土含量高),如图4所示。值得注意的是,该图仅示意鄂尔多斯盆地延长石油探区纵向气层叠置方式,探区内不同区域全部或部分存在上述气层,且不同区域的气层界限可能不同。

事实上,从开发煤层气和致密气的角度来看,由于这两类储层储渗均较低,单一类型储层开发也存在产量低、开发成本高的问题。多套层系的致密气合采^[22]以及致密气、煤层气合采^[23]在鄂尔多斯盆地已经有较多的实践。因此,直井“多气合采”可以提高控

制储量,降低单一气层开采成本,增加单井经济产量,延长单井开采寿命。另外,直井“多气合采”还存在钻完井/压裂工艺简单、技术成熟,投资成本低等优势。当然,“多气合采”面临很多理论^[19]与技术上^[24]的问题,目前开发成功的案例还较少。多层气之间的合采兼容性评价至关重要,需要针对不同区域储层地质条件,进行详细论证。

2 陆相/海陆过渡相页岩气合理井型优选

通过上述分析,水平井在开发部分陆相/海陆过渡相页岩存在3个显著的劣势,而直井开发则显现出了一定的优势。这里需要强调的是,本文并未完全否定水平井多段压裂在开发陆相/海陆过渡相页岩的重要角色,只是在特定的储层性质下,需要进行合理的井型优选。笔者提出以下4个参数来对目标页岩的井型进行判定。

(1) 水平井可控纵向储量占比

水平井可控纵向储量占比为单位面积内水平井可控制的储量占直井纵向可控制储量的比例,该参数用以表征采用直井“多气合采”的纵向物质基础。通过对目标储层的初步地质认识,建立相应的地质模型,基于体积法,可以通过下式计算得到水平井可控纵向储量占比 $G_h/G_{v,n}$:

$$\frac{G_h}{G_{v,n}} = \frac{G_h}{\sum_k^n G_{v,k}} = \frac{h_s \left(\varphi_s S_{g,s} \frac{T_{sc} P_{i,s}}{\rho_{sc} T_k Z_{i,s}} + \rho_{b,s} G_{sd,s} \right)}{\sum_k^n h_k \left(\varphi_k S_{g,k} \frac{T_{sc} P_{i,k}}{\rho_{sc} T_k Z_{i,k}} + \rho_{b,k} G_{sd,k} \right)} \quad (1)$$

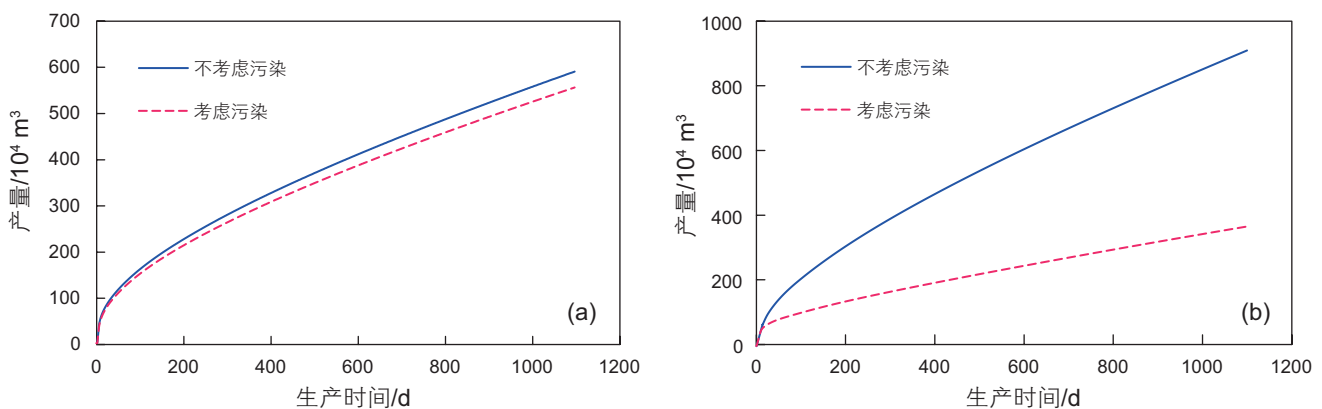


图3 (a)直井模型考虑/不考虑近壁面压裂液入侵污染的3年累产预测;(b)水平井模型考虑/不考虑近壁面压裂液入侵污染的3年累产预测

Fig. 3 (a) 3 years cumulative production by considering/without considering the near-fracture formation damage for vertical well model; (b) 3 years cumulative production by considering/without considering the near-fracture formation damage for horizontal well model.

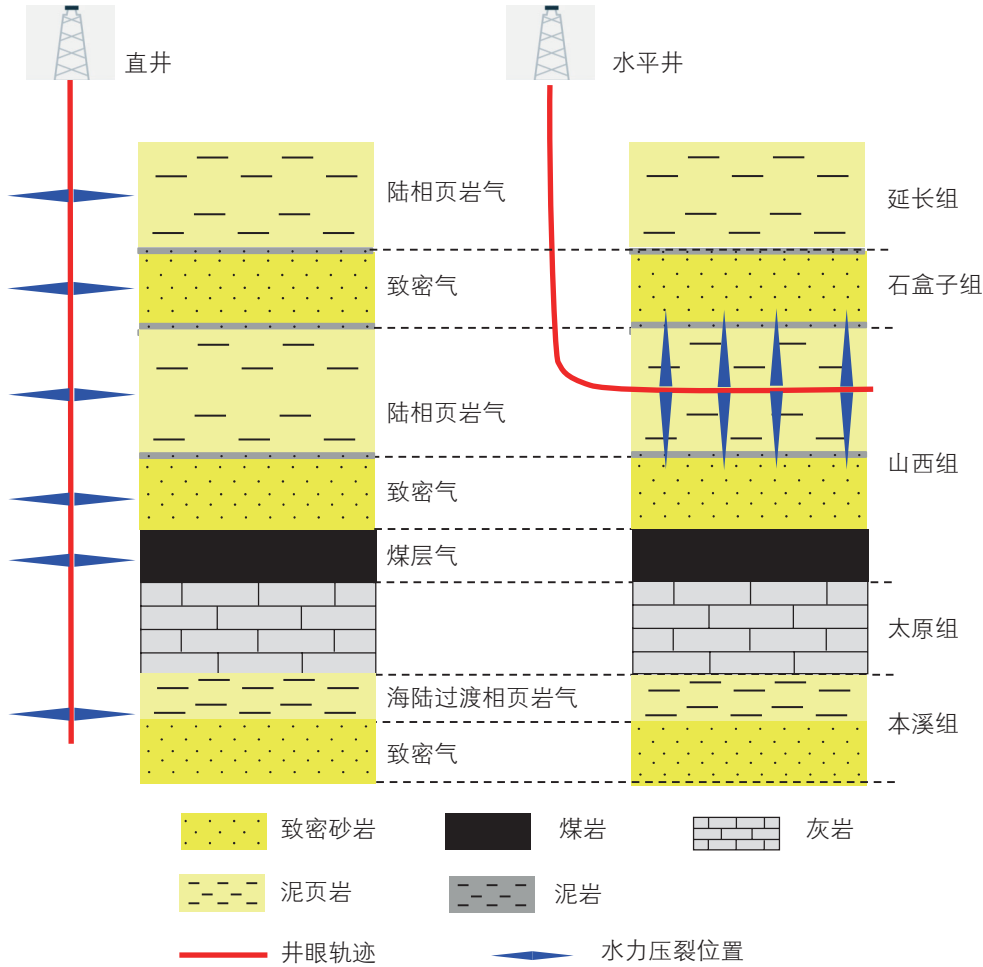


图 4 鄂尔多斯盆地主要含气层系空间配置关系及不同井型开发储量控制示意图

Fig. 4 Vertical distribution of main gas-bearing formations in Ordos basin and the controlled reserves for vertical and horizontal well in development these formations.

$$G_{sd,k} = G_{sdt,k} \frac{V_{lost} + V_{measured}}{V_{lost} + V_{measured} + V_{crushed}} \quad (2)$$

式中： h 为平均有效厚度，m； φ 为含气页岩有效孔隙度，%； S_g 为原始含水饱和度，%； T, T_{sc} 为平均地层温度和标准温度(293.15 K)，K； p_i, p_{sc} 为平均地层压力和标准压力(0.1013 MPa)，MPa； Z_i 为原始天然气偏差系数； ρ_b 为泥页岩岩石密度，g/cm³； G_{sdt} 为解吸实验得到的吸附气总量，m³/t。吸附气的测量采用 USBM(美国矿务局)直接测定法， V_{lost} 为采样过程中的损失气含量； $V_{measured}$ 为自然状态下的解吸气； $V_{crushed}$ 为真空状态下加热粉碎前后的残余气。下标s为目标泥页岩储层；k为包括目标泥页岩储层及其邻近可开发的气层(致密气、煤层气等)；对非吸附气存在的层系(如致密气)， G_{sd} 可能为0。

(2) 脆性指数

泥页岩的脆性指数决定了水平井体积压裂缝网的复杂程度。脆性指数的评价方法很多，这里采用经典

的脆性指数 B_i 计算方法^[9]：

$$B_i = \left(\frac{E_c - E_{cmin}}{E_{cmax} - E_{cmin}} + \frac{\nu_c - \nu_{cmax}}{\nu_{cmin} - \nu_{cmax}} \right) / 2 \quad (3)$$

式中： E_c, E_{cmax} 和 E_{cmin} 分别表示测定的杨氏模量、研究区的杨氏模量最大值与最小值； ν_c, ν_{cmax} 和 ν_{cmin} 则分别表示测定的泊松比、研究区的泊松比最大值与最小值。

(3) 储层伤害表征参数

储层伤害表征参数用以评价体积压裂所用压裂液与陆相/海陆过渡相页岩的匹配性问题，该表征参数主要考虑3类伤害性黏土矿物(蒙脱石、伊/蒙混层、高岭石)的影响。水力压裂储层伤害表征参数 w_{damage} 计算公式如下：

$$w_{damage} = w_{clay} \times (w_m + w_{i/m} + w_k) \quad (4)$$

式中： w_{clay} 为黏土矿物在所有岩石矿物的组分占比，%； w_m 为膨胀性黏土蒙脱石在黏土矿物组分占

比, %; w_{im} 为膨胀性黏土伊/蒙混层在黏土矿物组分占比, %; w_k 为运移性黏土高岭石黏土矿物组分占比, %。

(4) 薄砂层占比

考虑陆相/海陆过渡相页岩往往发育毫米—厘米级别的粉砂质夹层/纹层, 有助于改善体积压裂效果^[6,25], 提出薄砂层占比来表征粉砂质夹层/纹层的贡献。目标泥页岩储层薄砂层占比 w_{layer} 计算公式如下:

$$w_{\text{sand}} = \frac{\sum_{kk}^m h_{\text{sand},kk}}{h} \quad (5)$$

式中: kk 为薄砂层; $h_{\text{sand},kk}$ 为薄砂层 kk 的厚度, m 。

通过对目标储层的上述 4 个参数的计算, 推荐相应的门限值: $G_H/G_{v,n} < 60\%$, $B_i < 35\%$, $w_{\text{damage}} > 20\%$, $w_{\text{sand}} < 10\%$ 。“脆性指数”门限值依据垂直缝向水平缝转变的平均值(表 1)以及实践统计确定,“储层伤害表征参数”和“薄砂层占比”这两个参数门限值依据实践参数统计确定,“水平井可控纵向储量占比”这个参数的不确定性最大,确定该参数需要根据不同区域的实际地质情况,考虑纵向它层气藏的类型、压力、含水等各类因素导致的多层合采适应性,这里仅给一个参考值。值得注意的是,脆性指数过低(如远小于 35%),这时压裂造缝能力很差,通常在压裂甜点选择时会将这种过低脆性指数的储层排除掉。如果满足上述判定条件,则目标储层采用直井,否则目标储层采用水平井。该判定条件的门限值,可能会因为气田开发管理策略、水力压裂技术和“多气合采”技术水平的提高等而有所调整。同时,对于水平井的使用还需要考虑主力层位厚度、储层构造等因素^[26],但是针对于陆相/海陆过渡相页岩气,本研究重点强调上述 4 个因素的控制作用。

3 陆相/海陆过渡相页岩气不同井型开发效果评价

3.1 水平井开发案例分析

YP1 井为鄂尔多斯盆地地下寺湾一口水平井,水平段长度 1025 m,完钻层位为长 7 段陆相页岩。测井检测到水平完钻井段为有利页岩气井段,在该井段中,有效孔隙度 0.5%~6%,有机碳 TOC 含量 3%~6%, R_o 值普遍在 2.0%~3.0%,吸附气含量 1.42~2.26 m^3/t ,总气含量 1.42~4.24 m^3/t ,含气饱和度 70%~80%。采用降阻水交联冻胶压裂液、分级压裂桥塞射孔联作工艺,进行了 12 段水力压裂,压裂过程中进行了实时微地震检测,评估破裂发生和发展状况。裂缝检测报告指出:本次压裂十二段共检测到 1764 个有效定位事件(包含了后 3 段沟通了原有破裂带),总体上此次压裂破裂多发生在射孔点附近波及地质体范围不大,计算的单段平均改造体积仅 400 万 m^3 (图 5)。该井自 2018 年 7 月起开井生产,产气量总体维持在 2000~6000 m^3 ,且多次递减至 2000 m^3 以下,需要间断的关井再生产,动态表现较差(图 6)。排除其它因素以后认为,该井脆性矿物少($B_i = 26\%$)、黏土含量高($w_{\text{damage}} = 31\%$ 主要为伊/蒙混层),导致体积压裂缝网相对简单且储层伤害大,使该井的生产动态表现不好。通过本文第 2 节的分析,表明该段陆相页岩储层对水平井的适应性差。

3.2 直井开发案例分析

YZ1 井为鄂尔多斯盆地张家滩一口直井,完钻层位为山 1 段陆相页岩。该井位置山西组泥页岩有效厚度大,分布稳定,单层厚度在 50 m 左右,泥页岩夹多层砂质纹层。有效孔隙度 0.3%~5.8%,有机碳 TOC 值

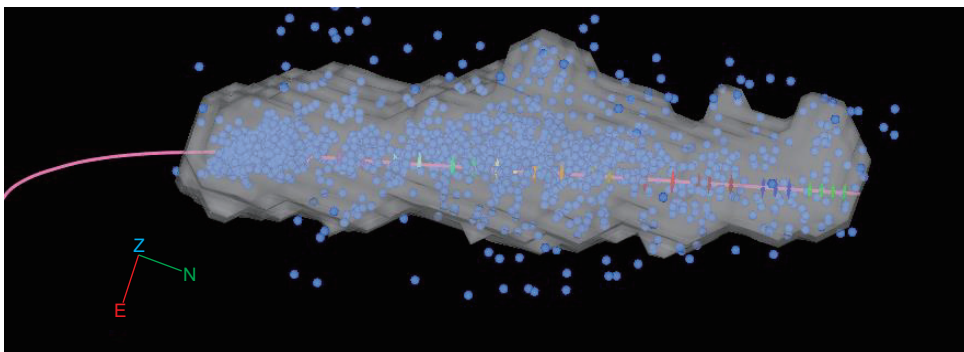


图 5 YP1 水平井十二段压裂整体微地震事件和波及地质体体积

Fig. 5 Overview of the microscopic events and the affecting geological volume for the total 12 stages of horizontal well YP1

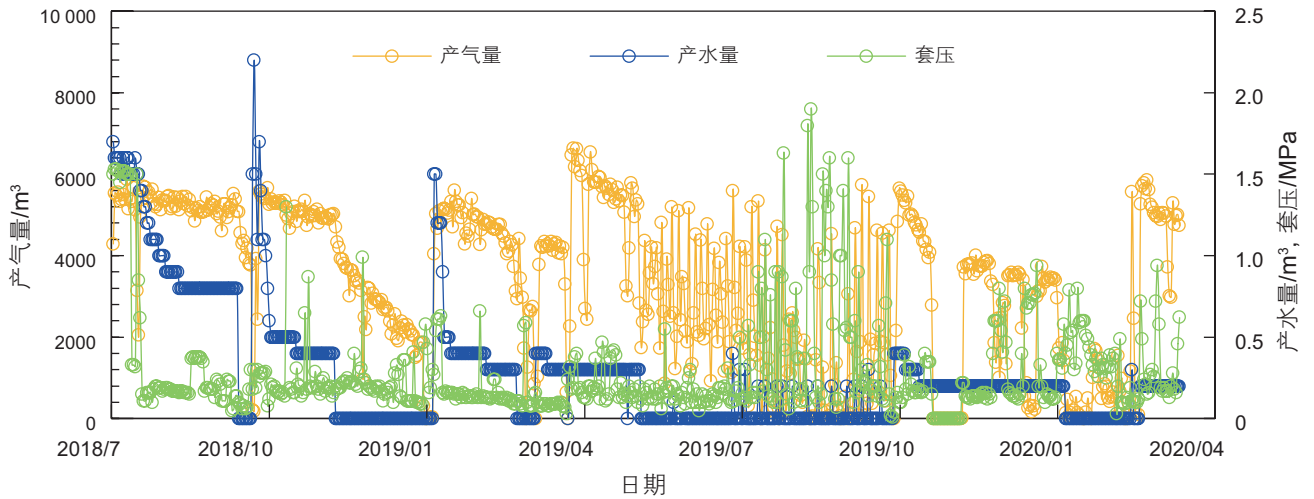


图 6 YP1 井生产动态

Fig. 6 Production data for well YP1

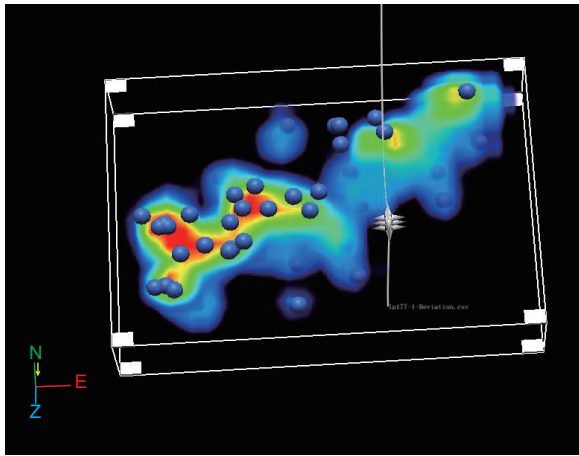


图 7 YZ1 直井整体微地震事件和波及地质体体积

Fig. 7 Overview of the microscopic events and the affecting geological volume of vertical well YZ1

主要分布在 2.5%~4.5%， R_0 值普遍在 2.0%~3.0%，吸附气含量 1.33~2.11 m^3/t ，总气含量 1.33~3.68 m^3/t ，满足页岩气生成与富集成藏地化条件。该井采用常规直井加砂压裂，压裂液为滑溜水与线性胶。从微地震检测结果可以发现，形成的裂缝为常规气藏的对称双翼缝，如图 7 所示。该井自 2018 年 5 月起开井生产，产气量总体在 2200 m^3 左右波动，关井再生产后，产气量可以有一个很大的提升。尽管该井的产量较低，但是生产平稳、套压也较稳定，如图 8 所示。考虑页岩后期生产降压后吸附气解吸，从长远角度来看，该井具有良好的经济效应。分析表明，该井脆性矿物少 ($B_i = 29\%$)、黏土含量高 ($w_{\text{damage}} = 23\%$ 主要为伊/蒙混层)。因此，根据合理井型优选标准，该井适合采用直井开发，减小储层伤害。如果采用水平井，则存在体积压

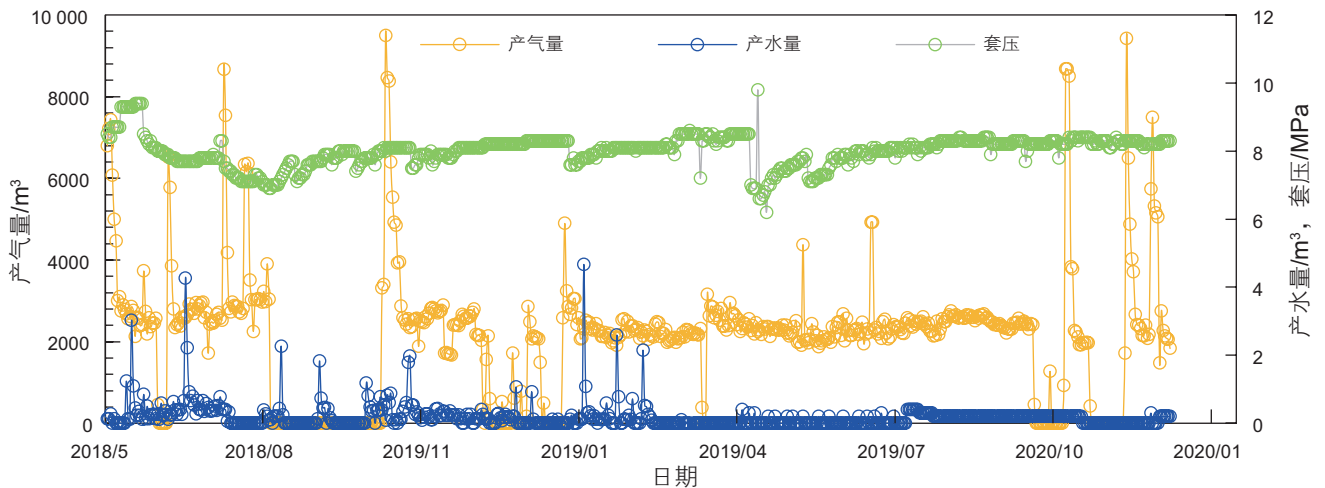


图 8 YZ1 井生产动态

Fig. 8 Production data for well YZ1

裂缝网相对简单且储层伤害大等劣势。值得注意的是,该井仅对山1段陆相页岩进行生产,而测井显示下部本溪组的致密气发育较好(水平井可控纵向储量占比仅为46%),如果与本溪组合采,可以进一步提高该井的产能。

4 结论

(1)长水平井体积压裂是北美及国内海相页岩气开发取得成功的主流技术,但由于我国陆相/海陆过渡相页岩与海相页岩储层性质相差较大,部分储层采用水平井开发呈现造复杂缝困难、储层伤害大、纵向控制储量少等劣势,提出陆相/海陆过渡相页岩应采用直井和水平井联合开发。

(2)以鄂尔多斯盆地延长探区陆相页岩为例:脆性矿物少,测试表明采用水平井开发71%(共测量21块岩心)的储层无法形成复杂缝网;黏土矿物含量高,数值模拟表明采用水平井考虑压裂液入侵污染3年产量仅为不考虑的一半,而采用直井的产量仅减少5%;纵向广泛发育多套致密气、煤层气等非常规天然气,采用直井“多气合采”可以控制更多的储量。

(3)给出了陆相/海陆过渡相页岩储层的合理井型优选标准:若水平井可控纵向储量占比 $<60\%$ 、脆性指数 $<35\%$ 、储层伤害表征参数 $>20\%$ 、薄砂层占比 $<10\%$,可以考虑采用直井开发;反之,采用水平井开发。基于该标准分析了延长组长7段和山西组山1段水平井与直井的开发实例,表明该井型优选方法有较强的实用性。

参考文献

- [1] 董大忠,王玉满,李新景,等.中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考[J].天然气工业,2016,36(01):19-32. [DONG D Z, WANG Y M, LI X J, et al. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(01): 19-32.]
- [2] 邹才能,董大忠,王玉满,等.中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J].石油勘探与开发,2015,042(06):689-701. [ZOU C N, DONG D Z, WANG Y M, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (1) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(06): 689-701.]
- [3] 邹才能,董大忠,王玉满,等.中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J].石油勘探与开发,2015,42(06):689-701. [ZOU C N, DONG D Z, WANG Y M, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (2) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(02): 689-701.]
- [4] 王香增.陕西延长石油(集团)有限责任公司油气勘探开发进展与展望[J].中国石油勘探,2018,23(01):36-43. [WANG X Z. Advances and prospects in oil and gas exploration and development of Shanxi Yanchang Petroleum Group[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(01): 36-43.]
- [5] 赵金洲,任岚,沈骋,等.页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展[J].天然气工业,2018,38(03):1-14. [ZHAO J Z, REN L, SHEN C, et al. Latest research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(03): 1-14.]
- [6] 王香增,高胜利,高潮.鄂尔多斯盆地南部中生界陆相页岩气地质特征[J].石油勘探与开发,2014,00(03):294-304. [WANG X Z, GAO S L, GAO C. Geological features of Mesozoic continental shale gas in south of Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 00(03): 294-304.]
- [7] 王波,孙金声,申峰,等.陆相页岩气水平井段井壁失稳机理及水基钻井液对策[J].天然气工业,2020,40(04):104-111. [WANG B, SUN J S, SHEN F, et al. Mechanism of wellbore instability in continental shale gas horizontal sections and its water-based drilling fluid countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(04): 104-111.]
- [8] 何建华,丁文龙,王哲,等.页岩储层体积压裂缝网形成的主控因素及评价方法[J].地质科技情报,2015(04):113-123. [HE J H, DING W L, WANG Z, et al. Main controlling factors of fracture network formation of volume fracturing in shale reservoirs and its evaluation method[J]. Geological Science and Technology Information, 2015(04): 113-123.]
- [9] RICKMAN R, MULLEN M J, 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, 21-24 September 2008, Denver, Colorado, USA.
- [10] OLSON J E, BAHORICH B, HOLDER J. Examining hydraulic fracture natural fracture interaction in hydrostone block experiments[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 6-8 February 2012, The Woodlands, Texas, USA.
- [11] ANDERSON R L, RATCLIFFE I, GREENWELL H C, et al. Clay swelling-A challenge in the oilfield[J]. Earth-Science Reviews, 2010, 98(3-4): 201-216.
- [12] CIVAN F. Reservoir formation damage[M]. Gulf Professional Publishing, 2007.

- [13] YAN Q, LEMANSKI C, KARPYN Z T, et al. Experimental investigation of shale gas production impairment due to fracturing fluid migration during shut-in time[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 24: 99–105.
- [14] ZHANG T, JAVADPOUR F, YIN Y, et al. Upscaling water flow in composite nanoporous shale matrix using lattice Boltzmann method[J]. *Water Resources Research*, 2020, 56, e2019WR026007.
- [15] 张涛, 李相方, 杨立峰, 等. 关井时机对页岩气井返排率和产能的影响[J]. *天然气工业*, 2017, 37(8). [ZHANG T, LI X F, YANG L F, et al. Effects of shut-in timing on flowback rate and productivity of shale gas wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(8).]
- [16] 张涛, 李相方, 王永辉, 等. 页岩储层特殊性质对压裂液返排率和产能的影响[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28: 828–838. [ZHANG T, LI X F, WANG Y H, et al. Study on the effect of gas-shale reservoir special properties on the fracturing fluid recovery efficiency[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28: 828–838.]
- [17] GDANSKI R, FULTON D, SHEN C. Fracture-face-skin evolution during cleanup[J]. *SPE Production & Operations*. 2009, 24 (01): 22–34.
- [18] AKSU I, BAZILEVSKAYA E, KARPYN Z T. Swelling of clay minerals in unconsolidated porous media and its impact on permeability[J]. *GeoResJ*, 2015, 7: 1–13.
- [19] 梁冰, 石迎爽, 孙维吉, 等. 中国煤系“三气”成藏特征及共采可能性[J]. *煤炭学报*, 2016, 41(1): 167 – 173. [LIANG B, SHI Y S, SUN W J, et al. Reservoir forming characteristics of “the three gases” in coal measure and the possibility of commingling in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(1): 167 – 173.]
- [20] 付金华, 段晓文, 席胜利. 鄂尔多斯盆地上古生界气藏特征. *天然气工业*, 2000, 20(6): 16–19. [FU J H, DUAN X W, XI S L. Characteristics of upper Paleozoic gas reservoirs in Ordos basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2000, 20(6): 16–19.]
- [21] 王香增. 延长石油集团非常规天然气勘探开发进展[J]. *石油学报*, 2016, 37(1): 137–144. [WANG X Z. Advances in unconventional gas exploration and development of Yanchang Petroleum Group[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(1): 137–144.]
- [22] 张涛, 李相方, 王香增, 等. 低渗致密复杂叠置储层组合立体井网高效动用方法——以延安气田为例[J]. *石油学报*, 2018, 39(11): 1279–1291. [ZHANG T, LI X F, WANG X Z, et al. Efficient development of low permeability/tight multi-layers sandstone gas reservoir with hybrid well pattern: A case study of the Yan'an gas field, Ordos Basin, NW China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(11): 1279–1291.]
- [23] 徐兵祥, 白玉湖, 陈岭, 等. 煤层气—致密气合采层间干扰特征及选层建议[J]. *中国煤层气*, 2019, 16(01): 5–9. [XU B X, BAI Y H, CHEN L, et al. Interlayer interference characteristics and optimization suggestion of co-producing coalbed methane and tight gas[J]. *China Coalbed Methane*, 2019, 16(01): 5–9.]
- [24] 孟尚志, 李勇, 王建中, 等. 煤系“三气”单井筒合采可行性分析——基于现场试验井的讨论[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(1): 168 – 174. [MENG S Z, LI Y, WANG J Z, et al. Co-production feasibility of “Three gases” in coal measures: Discussion based on field test well[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(1): 168 – 174.]
- [25] 程明, 罗晓容, 雷裕红, 等. 鄂尔多斯盆地张家滩页岩粉砂质夹层/纹层分布、分形特征和估算方法研究[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(5): 845–854. [CHENG M, LUO X R, LEI Y H, et al. The distribution, fractal characteristic and thickness estimation of silty laminae and beds in the Zhangjiatan shale[J], Ordos basin. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(5): 845–854.]
- [26] 何东博, 王丽娟, 冀光, 等. 苏里格致密砂岩气田开发井距优化[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(4): 458–464. [HE D B, WANG L J, JI G, et al. Well spacing optimization for Sulige tight sand gas field, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(4): 458–464.]

(责任编辑 李世远 编辑 马桂霞)