

延 113-延 133 井区致密砂岩储层产能影响因素分析

阚洪阁¹, 胡静², 胡苗², 杜奎甫³, 朱明³, 俞天军⁴

- 1. 中国石油集团测井有限公司地质研究院 陕西西安 710077
- 2. 斯伦贝谢长和油田工程有限公司 陕西西安 710016
- 3. 斯伦贝谢中国公司 北京 100015
- 4. 延长石油集团油气勘探公司 陕西延安 716000

通讯作者: Email: 923482234@qq.com

引用: 阚洪阁, 胡静, 胡苗, 等. 延 113-延 133 井区致密砂岩储层产能影响因素分析[J]. 油气井测试, 2022, 31(4): 54-60.

Cite: KAN Hongge, HU Jing, HU Miao, et al. Analysis on factors affecting productivity of tight sandstone reservoirs in Yan 113-Yan 133 well block[J]. Well Testing, 2022, 31(4): 54-60.

摘要 为研究致密气藏产能规律, 释放鄂尔多斯盆地山₂³气藏产能, 延 113-延 133 井区结合气井产能模型和开发实践, 系统分析地质条件、储层改造和储层伤害对气藏产能的影响。通过建立无阻流量和储层参数的交会图以及压力恢复试井等方法研究不同储层条件和压裂改造技术与产能的关系。结果表明: 有效厚度、渗透率和水平段有效砂体长度是气藏的地质基础, 地层系数与无阻流量呈较好的线性关系, 水平段有效砂体长度与无阻流量呈正相关关系。纤维压裂可以提高裂缝导流能力, 增大裂缝长度, 提高产能。外来流体导致的水锁效应严重影响气藏原有渗透率, 降低气井的产能。通过产能影响因素的研究, 延 113-延 133 井区采用 CO₂ 压裂等储层改造工艺实现了山₂³致密气藏的高效开发, 具有较好的借鉴意义。

关键词 鄂尔多斯盆地; 山₂³储层; 致密砂岩气藏; 产能模型; 地质因素; 纤维压裂; 储层敏感性; 水锁伤害

中图分类号: TE122 文献标识码: 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.04.010

Analysis on factors affecting productivity of tight sandstone reservoirs in Yan 113-Yan 133 well block

KAN Hongge¹, HU Jing², HU Miao², DU Kuifu³, ZHU Ming³, YU Tianjun⁴

- 1. Geological Research Institute, CNPC Logging Company, Xi'an, Shaanxi 710077, China
- 2. Schlumberger Copower Oilfield Services Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710016, China
- 3. Schlumberger China, Beijing 100015, China
- 4. Yanchang Petroleum Group Exploration Company, Yan'an, Shaanxi 716000, China

Abstract: In order to study the productivity of tight gas reservoirs and release the productivity of the Shan₂³ gas reservoir in the Ordos Basin, the influences of geological conditions, reservoir stimulation and reservoir damage on gas reservoir productivity were systematically analyzed for the Yan 113-Yan 133 well block based on gas well productivity model and development practice. By preparing the cross-plot of absolute open-flow potential (AOFP) and reservoir parameters and through pressure buildup test, the relationship between reservoir conditions or fracturing techniques and productivity was established. The results show that the effective thickness, permeability, and length of effective sand body in horizontal section are the geological basis of the gas reservoir, formation coefficient is linearly correlated with AOFP, and the length of effective sand body in horizontal section is positively correlated with AOFP. Fiber fracturing can improve fracture conductivity, increase fracture length, and enhance productivity. The water-locking effect caused by foreign fluids seriously affects the original permeability of gas reservoir, reducing the productivity of gas well. Through studying the factors influencing productivity, the Shan₂³ tight gas reservoir in the Yan 113-Yan 133 well block has been efficiently recovered by using the treatments such as CO₂ fracturing. This study provides a good reference for similar reservoirs.

Keywords: Ordos Basin; Shan₂³ reservoir; tight sandstone gas reservoir; productivity model; geological factor; fiber fracturing; reservoir sensitivity; water-locking damage

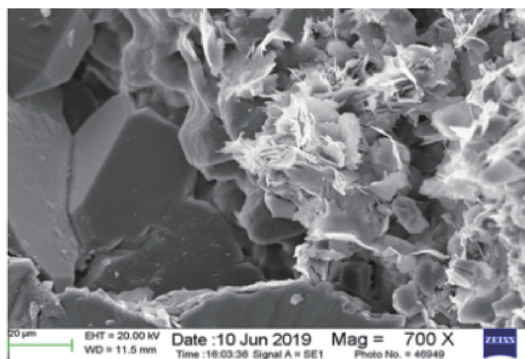
鄂尔多斯盆地关于致密气藏产能影响因素的研究主要集中在盆地北部的苏里格气田的山₁盒

8 储层,研究认为影响产能的因素较多,地质条件、压裂工艺、测试时间、储层伤害和应力敏感性都会影响气藏的产能^[1-4]。二叠系山西组二段三亚段(山_2^3)致密砂岩是盆地内另一套主力产层,在鄂尔多斯盆地广泛分布,储层岩性物性以及产能特征和 山_1 盒8气藏有明显差异^[5],盆地内对 山_2^3 致密气藏产能影响因素的研究较少。延113-延133井区位于鄂尔多斯盆地南部,延安市以北, 山_2^3 气藏是井区的主产气层,目前已压裂试气直定向和水平井200多口,本文结合气井产能模型和气藏开发实践,系统分析地质条件、储层改造和储层伤害等因素对 山_2^3 气藏产能的影响,为鄂尔多斯盆地 山_2^3 致密气藏的开发提供理论基础和依据。

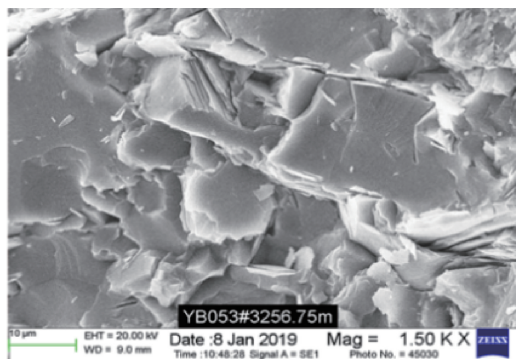
1 山_2^3 气藏特征

山_2^3 储层是延113-延133井区主产气藏,发育三角洲水下分流河道沉积,根据井区微电阻率扫描成像数据对 山_2^3 砂体古水流方向的分析,物源来自盆地北部^[6],为鄂尔多斯盆地榆林气田向南部的延

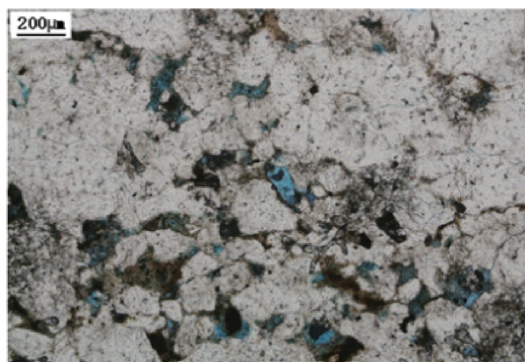
续^[7]。 山_2^3 砂体在平面上分布广泛,连通性好,井区内未发现明显断层,砂体厚度1~19 m,平均7.5 m。 山_2^3 储层主要发育中-粗粒石英砂岩和岩屑石英砂岩,岩屑砂岩较少。根据井区矿片分析和XRD数据,黏土矿物含量3%~7%,平均5%,主要以伊利石、高岭石为主,含有少量绿泥石,孔隙类型以微米级孔隙为主,包括粒间溶蚀孔、粒内溶蚀孔、晶间孔和微裂缝等(图1)。根据井区岩心孔渗分析数据,孔隙度主要分布在2%~8%,平均4.5%;渗透率0.01~1 mD,平均0.12 mD。气藏深度2 800~3 200 m,实测静压20~25 MPa,压力系数约0.80,延113-延133井区 山_2^3 储层属于典型的低孔、低渗、低压致密砂岩气藏。天然气组分中,甲烷含量较高,平均含量94%,非烃组分以氮气和二氧化碳为主, H_2S 气体含量极少。水分析资料表明,地层水型为 CaCl_2 型,矿化度30~130 g/L。目前已压裂改造200多口直定向井和水平井,直定向井 山_2^3 储层压裂后试气无阻流量主要集中在 $(1\sim10)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,水平井多级压裂试气无阻流量主要集中在 $(10\sim70)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。



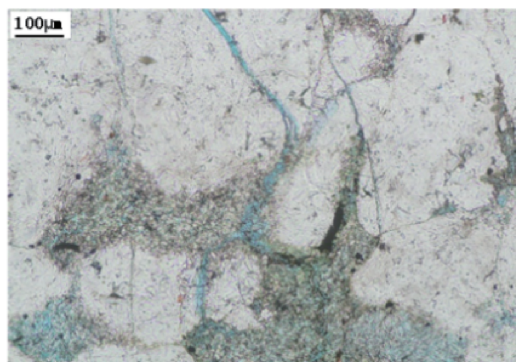
a. 丝片状伊利石, 扫描电镜



b. 蚀变高岭石, 扫描电镜



c. 粒间和粒内溶蚀孔, 铸体薄片 (5X-)



d. 晶间孔和微裂缝, 铸体薄片 (10X-)

图1 山_2^3 储层黏土矿物和孔隙类型

Fig. 1 Clay and pore types of shan_2^3 reservoir

相比于鄂尔多斯盆地北部以开发石盒组盒8段和山西组 山_1 段储层为主的苏里格气田,延113-延

133井区 山_2^3 储层主要发育三角洲前缘水下分流河道砂体,储层厚度明显小于以河流和三角洲平原沉

积为主的苏里格气田盒8山₁储层。苏里格气田盒8山₁砂体孔隙度主要分布在2%~14%,渗透率0.01~10 mD,储层物性总体好于延113-延133井区山₂³储层。另外,鄂尔多斯盆地上古生界致密气藏烃源岩主要以山西组山₂段和本溪组煤层为主,纵向上山₂³砂体紧邻烃源岩,天然气充注强度大,在目前开发的大部分井中,山₂³储层电阻率主要分布在800~1 000 Ω·m,含气饱和度75%~85%,投产井水气比0.2~0.3 m³/10⁴m³,相比于苏里格气田,含气饱和度较高,气水关系简单。在气藏压力上,苏里格气田盒8气藏压力主要分布在22.5~31.5 MPa,平均压力系数0.84,山₁气藏压力主要分布在23.2~35.7 MPa,平均压力系数0.91,气藏压力和压力系数均明显高于延113-延133井区山₂³气藏。所以,相比于盆地北部的苏里格气田,井区山₂³致密砂岩气藏储层更加致密,气藏压力和压力系数更低,这些因素对储层改造后,压裂液的返排以及气藏开发提出了更大的挑战。

2 气井产能模型

地层压力变化进入拟稳态以后,压裂直井和水平井的产量与生产压差的关系式分别为^[8-10]

$$\text{直井: } q_g = \frac{2.714 \times 10^{-5} Kh T_{sc} (p_r^2 - p_{wf}^2)}{Z T p_{sc} \mu_g \left(\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S_a \right)} \quad (1)$$

$$\text{水平井: } q_g = \frac{2.714 \times 10^{-5} Kh T_{sc} (p_r^2 - p_{wf}^2)}{Z T p_{sc} \mu_g \left(\ln \frac{0.472 r_{eh}}{r_{wh}} + S_a \right)} \quad (2)$$

式中: q_g 为气井产能,10⁴ m³; K 为气藏有效渗透率,mD; h 为有效厚度,m; T_{sc} 为标准状态下的温度,293.15 K; p_r 为供气边界地层压力,MPa; p_{wf} 为井底流动压力,MPa; Z 为地层真实气体偏差因子; T 为气藏温度,K; p_{sc} 为标准状态下的压力,0.101 MPa; μ_g 为天然气黏度,mPa·s; r_e 为直井供气半径,m; r_w 为直井井筒有效半径,m; r_{eh} 为水平井折算供气半径,m; r_{wh} 为水平井折算井底有效半径,m; S_a 为视表皮系数。

公式中当 $p_{wf} = 0.101$ MPa 时,气井的产量即气井无阻流量。从以上公式中可以看出,气井的无阻流量与气藏的有效厚度、渗透率和气藏压力呈正相关,水平井中折算供气半径和井底半径为水平段钻遇情况的函数,一般而言水平井段越长,有效砂岩钻遇率越高,产能越高。对于低渗透气藏的开发普

遍采用压裂改造的方式,压裂改造的效果影响气井的产能,压裂改造增大了井筒有效半径,同时解除近井地带的污染,减小了表皮系数,其中有效井筒半径(r_w 、 r_{wh})是裂缝半长和导流能力的函数,裂缝半长越长,裂缝导流能力越大,渗透阻力越小,气井产能越高。直井和水平井的产能公式表明,影响气藏产能的因素中,有效厚度、渗透率、水平段有效砂体长度是内在的地质基础,井筒有效半径和表皮系数是外部的工程因素,同时在致密气藏的开发中,外来流体带来的水锁伤害,较大程度的影响气藏原有的渗透率,促使气井产能的降低。

3 影响因素分析

根据气井的产能公式和延113-延133井区山₂³致密气藏的开发实践,影响压裂后气井产能的因素可以概况为地质条件、压裂改造、储层伤害等三个方面。

井区山₂³致密砂岩气藏为岩性油气藏,主要发育在倾角较小,构造稳定的伊陕斜坡上,无明显断层,井区内主要开发方式为直定向井结合水平井共同开发,目前已压裂直定向井125口井,水平井80口井。根据气井产能模型和井区的开发实践,地质条件是气藏开发的基础,地质条件越好,气井产能越高。在直定向井中,影响气井产能的地质因素相对简单,主要为储层的有效厚度和渗透率,其中产能公式中的渗透率为气藏的有效渗透率,一般可以根据试井资料获得,井区通过对山₂³气藏的压力恢复曲线分析得知,有效渗透率主要分布在0.08~0.8 mD,平均0.2 mD。储层的有效渗透率一般和实验室岩心分析和测井解释获得的绝对渗透率成正比,所以也可以用绝对渗透率和有效厚度的乘积分析和气井产能的关系。井区在开发过程中建立了地层系数与压裂试气无阻流量的关系(图2a)。从图2a中可见,在直定向井中,地层系数与压裂试气后的无阻流量呈较好的线性关系。井区在储层改造前常用该方法预测压裂井的无阻流量以评估压裂改造效果。

在水平井中除了和地层系数相关外,还和水平段钻遇情况相关。图2b为水平井压裂试气无阻流量和水平段有效砂体钻遇长度的相关性,有效砂体钻遇越长,与气藏的接触面积越大,同时泄气的体积也越大,所以气井产能与有效砂体长度呈正相关关系。从图中可以看出,相关性不及直定向井中地层系数和无阻流量的关系,这主要由于影响水平井

产能的因素较多,包括延水平段储层厚度和渗透率的非均质性、压裂级数、裂缝方向、钻完井过程中的储层污染等。通过直定向井中地层系数以及水平井中有效砂体长度和无阻流量的关系分析可以看出,延 113-延 133 井区山₂³ 致密气藏由于含气性较

好,气水关系简单,影响气井产能的主要地质因素为钻遇有效储层的厚度、长度和储层的渗透性。而含气性差,气水关系复杂的苏里格气田盒 8 山₁ 气藏,储能系数 ($h\varphi S_g$) 与气井的产能有较好的相关性。

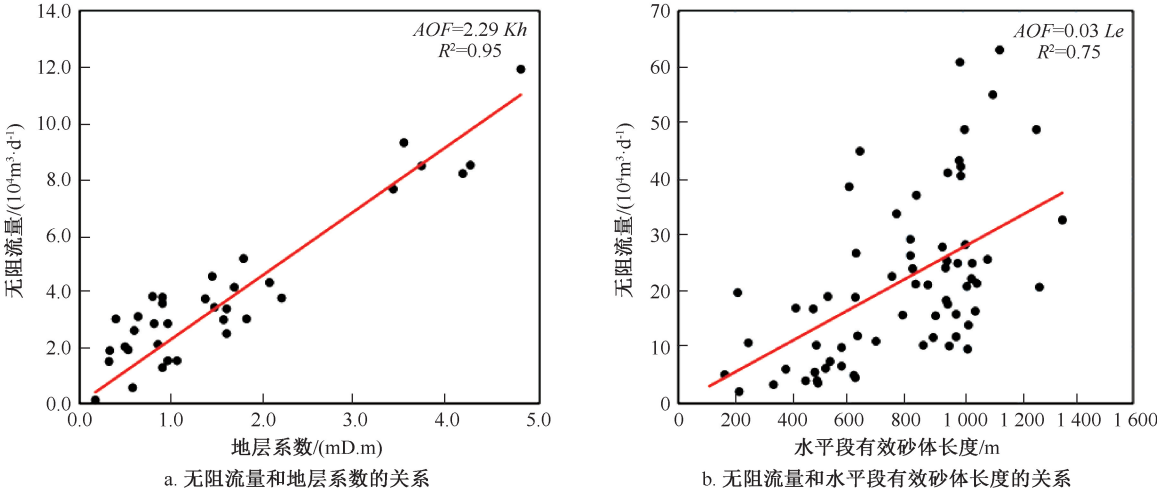


图 2 气井产能和气藏地质条件关系
Fig. 2 Relation of productivity and geological conditions

延 113-延 133 井区山₂³ 储层孔隙度主要分布 2%~8%,渗透率 0.01~1 mD,是典型的致密砂岩储层,储层必须经过压裂改造才能达到工业开发标准。压裂改造是释放气藏产能的重要手段,一方面可以解除近井地带的污染,减小表皮系数 S_a ;另一方面建立高导流能力的渗流通道,增加有效井筒半径(r_w 、 r_{wh})。井区主要采用传统胍胶压裂,该工艺具有较好的携砂能力同时成本较低。压裂改造后,

裂缝对气藏流动性起到了明显的改善作用,压力恢复双对数曲线上,线性流和双线性流特征明显,表皮系数主要分布在-4~-8,以负值为主,近井地带污染得到了改善。井区 XX1 井山₂³ 储层厚度 12 m,孔隙度 5.4%,渗透率 0.26 mD,采用胍胶压裂,入地液量 321 m^3 ,加砂 60 m^3 ,试气无阻流量 $3.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。压力恢复曲线裂缝形态明显,解释裂缝半长 45 m,无因次导流能力 2.0,表皮系数-3.41(图 3a)。

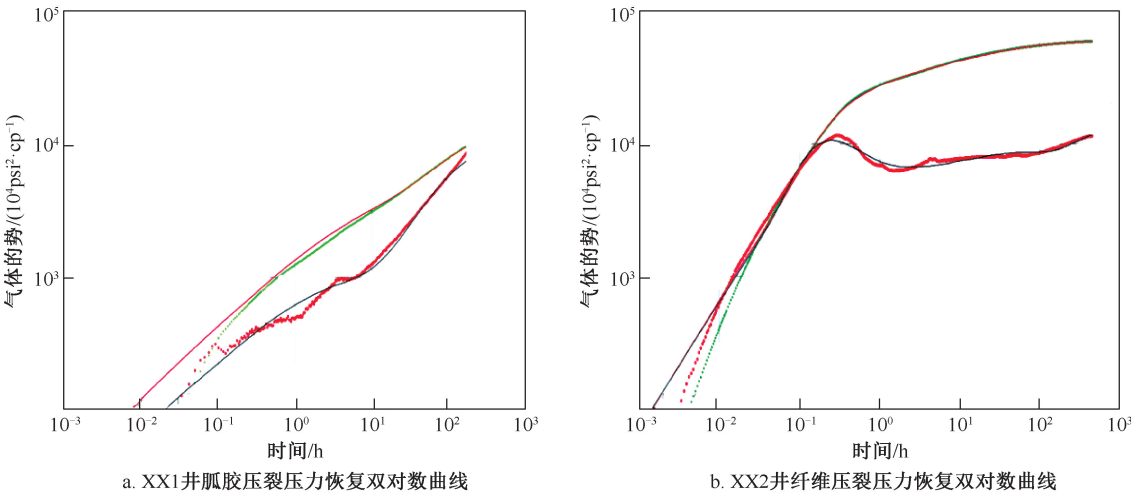


图 3 胍胶压裂和纤维压裂压力恢复曲线
Fig. 3 Pressure build-up curves of guar and fiber fracturing

2016 年为进一步改善裂缝效果及施工稳定性,开展了纤维压裂试验。通过向压裂液中加入纤维,

降低了支撑剂的沉降速度,改善了铺砂效果,提高了裂缝的导流能力。同时,纤维压裂液粘度更低,

有利于控制缝高,增加裂缝长度^[11-12]。有效井筒半径是裂缝半长和裂缝导流能力的函数,裂缝半长越长,导流能力越高,有效井筒半径越大,气井产能越高。井区 XX2 井山₂³ 储层厚度 9 m,孔隙度 5.1%,渗透率 0.23 mD,采用纤维压裂,加入纤维 536 kg,入地液量 353 m³,加砂 41 m³,试气无阻流量 8.5×10⁴ m³/d。压力恢复双对数曲线裂缝呈双线性流特征,解释裂缝半长 70 m,无因次导流能力 5.0,表皮系数-4.86(图 3b)。纤维压裂裂缝半长更长,导流能力更高,使裂缝品质明显提高,储层改造效果显著改善。井区开展纤维压裂试验井 23 口,储层改造效果明显好于传统压裂,试气无阻流量是传统压裂的 2~3 倍,同时压裂施工更顺利,施工压力更平稳,成功率 100%,未发生一起砂堵事件。

山₂³ 储层发育低孔、低渗、低压致密砂岩气藏。关于致密气藏的开发,外来流体产生的储层伤害已经是低渗透气藏开发过程中的共识和不可避免的问题^[13-15]。苏里格气田盒 8 山₁ 储层黏土矿物主要发育绿泥石、伊利石和高岭石并含有少量伊/蒙混层,储层敏感性实验结果表明,盒 8 山₁ 储层水敏及酸敏造成的伤害最大,程度主要为强水敏和中等酸敏^[16]。延 113-延 133 井区山₂³ 储层石英含量较高,粘土矿物含量较少,根据敏感性实验结果,山₂³ 储

层的速敏、水敏、酸敏、盐敏和碱敏伤害均以弱和中等偏弱为主。在气藏开发过程中,水敏、酸敏等储层敏感性伤害较小。

延 113-延 133 井区山₂³ 储层孔隙度和渗透率等物性参数表明山₂³ 储层比苏里格气田盒 8 山₁ 储层更加致密。井区高压压汞数据显示储层孔喉结构差、半径小(表 1)。同时,储层润湿性实验结果表明山₂³ 储层亲水性强(表 2)。在低渗气藏钻采过程中,外来流体在储层中吸附滞留,导致储层中气相渗透率发生不同程度的降低,形成水锁伤害^[17-18]。鄂尔多斯盆地上古生界岩心水锁伤害实验结果显示储层越致密,渗透率越低,水锁伤害越严重^[19]。水锁伤害率的评价可以利用岩心相渗数据,以干岩心气测渗透率作为初始渗透率,计算束缚水饱和度下的渗透率损害率 D_k ,以评价水锁伤害的程度^[20-21]。根据井区山₂³ 储层岩心相渗数据,水锁渗透率损害率 47.6%~86.1%,平均 63.9%。其渗透率损害率公式为

$$D_k = \frac{K_i - K_a}{K_i} = 1 - K_{rg}(Sw_{ir}) \tag{3}$$

式中: D_k 为渗透率损害率,%; K_i 为干岩心气测渗透率,mD; K_a 为束缚水饱和度时气测渗透率,mD; K_{rg} 为束缚水饱和度时气相相对渗透率。

表 1 延 113-延 133 井区山₂³ 储层高压压汞结果
Table 1 Mercury injection capillary pressure results of shan₂³ reservoir

数值	孔喉大小				孔喉分选	孔喉连通性	
	排驱压力/MPa	中值压力/MPa	最大吼道半径/μm	中值吼道半径/μm	分选系数	最大汞饱和度/%	退汞效率/%
平均值	1.38	21.76	0.69	0.17	2.59	74.09	38.72
范围	0.74~2.52	2.37~78.52	0.29~1.02	0.01~0.31	0.18~4.48	56.90~90.34	36.35~40.08

表 2 延 113-延 133 井区山₂³ 储层润湿性实验结果
Table 2 Wettability test results of shan₂³ reservoir

岩心号	岩性	井深/ m	孔隙度/ %	渗透率/ mD	润湿指数		相对润湿 指数	润湿类型
					水润湿指数	油润湿指数		
002F	石英砂岩	3 257.36	8.1	0.194	0.80	0.11	0.69	亲水
003D	石英砂岩	3 257.46	7.2	0.204	0.83	0.33	0.50	亲水
004A	石英砂岩	3 257.57	6.7	0.477	0.83	0.20	0.63	亲水

井区山₂³ 致密储层钻完井过程中,外来水相流体的侵入滞留使近井地带和压裂缝周围含水饱和度增加,产能模型中的气相有效渗透率降低,显著影响气井产能。在钻井过程中,优化泥浆性能,降低滤失量;减小泥浆密度,降低钻井液柱与气藏压差;同时提高钻井周期,减小浸泡时间;可以缩短水锁伤害半径,降低水锁伤害对产能的影响^[18]。在完井过程中,水力压裂使储层形成高导流能力

裂缝改善气藏渗流的同时,也在毛管力和泵注压力双重作用下使水基压裂液体大量进入储层,侵入区的含水饱和度急剧增加,气相渗透率下降^[22]。在井区山₂³ 致密气藏压裂返排中发现,对于一些物性较差储层,由于储层渗透率较低,同时水锁伤害较大,气藏本身能量不足以将大量水基压裂液排出,往往难以排活,影响了该井的求产和气藏的产出。为了减轻水基压裂液的水锁伤害,本区及

邻区对气山₂³藏进行了CO₂压裂试验,CO₂压裂降低了水基压裂液的用量,减小了对气藏的水锁伤害,相比于常规水基压裂,CO₂压裂试验井单井产量提高了2~8倍^[23]。

4 结论

(1) 延113-延133井区山₂³储层是典型的低孔、低渗、低压致密砂岩气藏,主要发育三角洲水下分流河道沉积的石英砂岩和岩屑石英砂岩。储层厚度1~19 m,平均7.5 m,气藏压力20~25 MPa,压力系数0.80。相比于鄂尔多斯盆地北部的苏里格气田盒8山₁气藏,储层更加致密,气藏压力和压力系数更低。

(2) 根据气井产能模型,储层的有效厚度、渗透率、水平段有效砂体长度是地质基础,井筒有效半径和表皮系数是外部的工程因素,在致密气藏的开发中,外来流体产生的水锁伤害,较大程度的影响气藏的有效渗透率,使气井的产能降低。

(3) 山₂³气藏地层系数与无阻流量呈较好的线性关系,水平段有效砂体长度与无阻流量呈正相关关系;纤维压裂可以提高裂缝导流能力,优化了储层改造效果;山₂³储层水敏、酸敏等储层敏感性伤害较小,但外来流体导致的水锁伤害极大的降低气井产能。CO₂压裂减少了水基压裂液用量,可以降低气藏的水锁伤害,提高单井产量。

致谢:感谢延长石油集团油气勘探公司和斯伦贝谢公司对本文的撰写给予的支持和帮助。

参考文献

[1] 李义军,王军杰,樊爱萍,等. 苏里格气田东区气井产能主控因素分析[J]. 山东科技大学学报(自然科学版), 2010,29(2):14-19.

LI Yijun, WANG Junjie, FAN Aiping, et al. Analysis of main control factors on capacity of gas well in the east area of sulige gas field, ordos basin [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science), 2010, 29(2):14-19.

[2] 陶红胜,侯云东,高胜利,等. 鄂尔多斯盆地上古生界气井产能控制因素分析[J]. 石油地质与工程, 2014, 28(1):68-70.

TAO Hongsheng, HOU Yundong, GAO Shengli, et al. Controlling factors analysis of upper palaeozoic gas well production capacity in ordos basin [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2014, 28(1):68-70.

[3] 袁浩伟,陈昉,刘梦云. 致密气藏应力敏感性研究[J]. 非常规油气, 2016,3(4):115-122.

YUAN Haowei, CHEN Fang, LIU Mengyun. Research on the stress sensitivity of tight gas reservoir [J]. Unconventional Oil & Gas, 2016, 3(4):115-122.

[4] 杨华,席胜利,魏新善,等. 鄂尔多斯盆地大面积致密砂岩气成藏理论[M]. 北京:科学出版社, 2016. 6.

[5] 陈刚,阚洪阁,陈登祺,等. 延113-延133井区山₁、山₂³储层特征及差异性研究[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(6):1-4.

CHEN Gang, KAN Hongge, CHEN Dengqi, et al. Reservoir characteristics and differential study of Shan₁ and Shan₂³ reservoirs in Yan113-Yan133 well blocks [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(6):1-4.

[6] 阚洪阁,刘熠,罗腾跃,等. 特殊测井在延北致密气田的应用[C]. 2020 油气田勘探与开发国际会议论文集, 2020:1539-1545.

KAN Hongge, LIU Yi, LUO Tengyue, et al. Application of special logging in yanbei tight gas field [C]. IFEDC 2020, 2020:1539-1545.

[7] 付锁堂,田景春,陈洪德,等. 鄂尔多斯盆地晚古生代三角洲沉积体系平面展布特征[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2003,30(3):236-241.

FU Suotang, TIAN Jingchun, CHEN Hongde, et al. The delta depositional system distribution of late paleozoic era in ordos basin [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2003,30(3):236-241.

[8] 吴则鑫. 苏里格气田致密气井产能主控因素分析[J]. 非常规油气, 2018,5(5):62-67.

WU Zexin. Analysis of production capacity control factors of low-permeability tight gas reservoir [J]. Unconventional Oil & Gas, 2018, 5(5):62-67.

[9] 冷润熙,郭肖. 低渗透气藏直井压裂产能评价公式[J]. 油气藏评价与开发, 2014,4(1):21-25.

LENG Runxi, GUO Xiao. Deliverability evaluation formula of vertical well fracturing in low permeability gas reservoirs [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2014, 4(1):21-25.

[10] HASHEMI A, GRINGARTEN A C. Comparison of well productivity between vertical, horizontal and hydraulically fractured wells in gas-condensate reservoirs [C]. 67th EAGE Conference and Exhibition, SPE 94178, 2005.

[11] 全方超,曹永波,李文博. 延113~133区块致密砂岩气新型纤维压裂液携砂技术试验[J]. 石油化工应用, 2017,36(7):30-34.

TONG Fangchao, CAO Yongbo, LI Wenbo. FiberFRAC technology in Yan 113-133 asset tight gas reservoir [J]. Petrochemical Industry Application, 2017, 36(7):30-34.

[12] 刘秉谦,张遂安,李宗田,等. 压裂新技术在非常规油气开发中的应用[J]. 非常规油气, 2015,2(2):78-86.

LIU Bingqian, ZHANG Suian, LI Zongtian, et al. New stimulation technology for unconventional oil & gas development [J]. Unconventional Oil & Gas, 2015, 2(2):78-86.

- [13] 刘朋志,郭和坤,张新旺,等.致密气储层水敏水锁伤害机理实验研究[J].科技通报,2019,35(8):103-108.
LIU Pengzhi, GUO Hekun, ZHANG Xinwang, et al. Experimental study on mechanism of water sensitivity and water lock damage in tight gas reservoir [J]. Bulletin of Science and Technology, 2019, 35(8):103-108.
- [14] 赵景原,孙玉学,冯福平,等.水相圈闭损害机理、评价及防治措施研究进展[J].非常规油气,2018,5(5):104-110.
ZHAO Jingyuan, SUN Yuxue, FENG Fuping, et al. Research advances of aqueous phase trapping-damage mechanism, evaluation and prevention method [J]. Unconventional Oil & Gas, 2018, 5(5):104-110.
- [15] 赖南君,叶仲斌,刘向君,等.低渗透致密砂岩气藏水锁损害室内研究[J].天然气工业,2005,25(4):125-127.
LAI Nanjun, YE Zhongbin, LIU Xiangjun, et al. In house study on water locking damage of tight sand gas reservoirs with low permeability [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(4):125-127.
- [16] 李明瑞,张清,王明瑜.苏里格气田上古生界主要含气层系粘土矿物特征及敏感性分析[J].中国石油勘探,2012,17(2):32-37.
LI Mingrui, ZHANG Qing, WANG Mingyu. Characteristics of clay minerals and reservoir sensitivity in upper paleozoic of sulige gas field [J]. China Petroleum Exploration, 2012, 17(2):32-37.
- [17] 聂法健,田巍,李中超,等.致密砂岩气藏水锁伤害及对产能的影响[J].科学技术与工程,2016,16(18):30-35.
NIE Fajian, TIAN Wei, LI Zhongchao, et al. Water blocking damage for tight sandstone gas reservoirs and its effect on productivity [J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(18):30-35.
- [18] 刘子雄,吴英,李敬松,等.低渗气井水锁伤害半径研究[J].科学技术与工程,2015,15(7):177-180.
LIU Zixiong, WU Ying, LI Jingsong, et al. The study on water-blocking damage radius of gas wells with low permeability [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(7):177-180.
- [19] 林光荣,邵创国,徐振铨,等.低渗气藏水锁伤害及解除方法研究[J].石油勘探与开发,2003,30(6):117-118.
LIN Guangrong, SHAO Chuanguo, XU Zhenfeng, et al. Water-blocking damage and its solution in low permeability gas reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(6):117-118.
- [20] 吕浙江,唐海,吕栋梁,等.利用相渗曲线研究低渗气藏水锁效应的新方法[J].天然气勘探与开发,2008,31(3):49-52.
LYU Jianjiang, TANG Hai, LYU Dongliang, et al. New research method of water locking effect in low permeability gas reservoir by relative permeability curve [J]. Natural Gas Exploration & Development, 2008, 31(3):49-52.
- [21] 盛军,孙卫,段宝虹,等.致密砂岩气藏水锁效应机理探析——以苏里格气田东南区上古生界盒8段储层为例[J].天然气地球科学,2015,26(10):1972-1978.
SHENG Jun, SUN Wei, DUAN Baohong, et al. Water lock effect mechanism of tight sandstone gas reservoir: an example of the he 8 reservoir of the upper paleozoic in the southeast region of sulige gasfield [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(10):1972-1978.
- [22] 高青松.大牛地气田致密砂岩气藏水锁伤害特征分析[J].科学技术与工程,2018,18(17):156-162.
GAO Qingsong. Analysis of the damage characteristics of the tight sandstone gas reservoir water lock in daniudi gas field [J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(17):156-162.
- [23] 王香增,孙晓,罗攀,等.非常规油气CO₂压裂技术进展及应用实践[J].岩性油气藏,2019,31(2):1-7.
WANG Xiangzeng, SUN Xiao, LUO Pan, et al. Progress and application of CO₂ fracturing technology for unconventional oil and gas [J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(2):1-7.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 阚洪阁,男,1986年出生,硕士研究生,工程师,2012年毕业于美国休斯敦大学地质专业,主要从事测井解释及气田开发工作。电话:029-88776586,13488705455, Email: 923482234@qq.com。通信地址:陕西省西安市雁塔区丈八五路50号中国石油测井有限公司,邮政编码:710077。