

区域实践

鄂尔多斯南缘致密砂岩气藏储层水锁防治技术应用与实践

卫颖菲¹, 李明¹, 柏险峰^{1,2}, 王军峰¹, 曹永波³, 高振国¹

(1. 斯伦贝谢长和油田工程有限公司, 西安 710021; 2. 斯伦贝谢科技服务(成都)有限公司, 成都 610012;

3. 陕西延长石油(集团)有限责任公司, 陕西 延安 716003)

摘要: 致密砂岩气藏在开发过程中水锁伤害是一个普遍存在的问题,对气井产量和气藏采收率具有严重影响。以鄂尔多斯南缘气藏为例,深入分析了气藏水锁伤害程度,探讨了致密气藏水锁伤害气井的典型生产特征,提出了创新的储层水锁防治工艺,包括使用小尺寸连续油管和保持连续稳定生产等物理措施避免气井过早发生水锁伤害。对于已发生水锁伤害的气井,提出使用了表面活性剂和润湿改性剂作为解水锁剂的重要组成部分,并用邻井气作为气源进行增压注入的方法,以确保解水锁剂能够快速有效地注入储层并发挥作用。研究表明,鄂尔多斯南缘气藏存在中等偏强-强水锁伤害情况,水锁后气井表现出压裂后增产效果不明显、关井后再次开井产量无法恢复以及井筒排液等措施效果有限等生产特征。综合应用这些方法可以有效防止和解除水锁伤害,现场试验效果明显。

关键词: 致密砂岩; 水锁; 生产特征; 水锁防治

中图分类号: TE355 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2025)10-0111-07

致密砂岩气藏作为一种重要的非常规天然气资源,其开发对于优化能源结构具有重要意义^[1]。致密砂岩气藏以其低渗透率和高含气饱和度等特点,成为全球油气勘探开发的重要领域。Zou 等^[2]将原位渗透率小于等于 0.1 mD 的含气砂岩储层定义为中国致密砂岩气藏的识别标准。致密砂岩气藏在全球范围内分布非常广泛,主要分布在北美地区、阿根廷和中国等国家,全球已发现或推测发育致密砂岩气藏盆地多达 70 个^[3-4]。美国是全球致密气开发最为成功的国家之一,主要产区包括 Permian 盆地、Eagle Ford、Marcellus 和 Utica 等地区,占全球致密气储量的 80% 以上^[5]。随着水平钻井、水力压裂等技术的不断发展和完善^[6],国内致密气的开发也取得了显著成果,尤其是鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩气藏,已成为中国重要的天然气生产基地^[7-11]。然而,在致密气藏开发过程中,水锁伤害是一个普遍存在的问题。在钻井、完井及开采过

程中,水相一旦侵入近井储层,含水饱和度急剧增加,气相渗透率降幅可以高达 70% 以上,导致气井产量大幅下降,影响气藏的采收率^[12-13]。这主要是由于极小的喉道尺寸,以及砂岩的亲水性导致产生一个附加的高毛细管压力^[14]。若储层能量不足以克服这一毛细管压力,则形成水锁伤害。为了缓解水锁伤害,现场常采取一系列预防及治理措施^[15-17],如钻完井过程中,加强储层保护,选择与水相相容性好的钻井液和完井液配方,减少外来水相侵入储层的可能性。在生产过程中,合理保持和控制生产压差,尽可能保持气井处于连续稳定生产,同时避免过大的压差导致水相进一步侵入储层。定期对气井进行监测和维护,及时发现并处理水锁伤害问题,如注入干气或氮气使近井储层气水两相重新分布、进行酸化处理、使用表面活性剂降低界面张力等。本文以鄂尔多斯南缘气藏为例,从分析水锁伤害程度入手,探讨致密气藏水锁伤害气井的

收稿日期: 2024-10-09

作者简介: 卫颖菲(1988—),女,陕西韩城人,硕士,工程师,研究方向为油气田勘探开发及完井压裂技术;李明(1980—),男,黑龙江安达人,硕士,高级工程师,研究方向为油气田勘探开发及完井压裂技术;柏险峰(1972—),陕西西安人,高级工程师,研究方向为油气田勘探开发及完井压裂技术;王军峰(1987—),男,陕西榆林人,硕士,高级工程师,研究方向为油气田勘探开发及完井压裂技术;曹永波(1984—),男,陕西榆林人,高级工程师,研究方向为油气田勘探开发及完井压裂技术;高振国(1999—),男,甘肃平凉人,工程师,研究方向为油气田勘探开发及完井压裂技术。

典型生产特征,提出储层水锁防治工艺,并以水锁伤害的延 XX 井为例,综合应用小尺寸连续油管和解除水锁伤害的化学工艺进行综合治理,有效恢复气井生产。

1 鄂尔多斯南缘气藏的特征

1.1 气藏基本特征

鄂尔多斯盆地天然气富集区的南缘,在其周边自西向东有苏里格气田、靖边气田、榆林气田和子洲气田等。气藏发育盒 8 段、山 1 段、山 2 段及本溪组等砂层组,以岩屑砂岩和岩屑石英砂岩为主,储集空间包括残余粒间孔、粒间溶蚀孔、粒内溶蚀孔、铸模孔和晶间孔,埋深为 2 700 ~ 3 400 m。目的层盒 8 和山 1 段储层物性相近,有效储层平均孔隙度分别为 7.45% 和 7.05%,有效储层平均渗透率分别为 0.37 mD 和 0.31 mD,本溪组储层物性最好,平均渗透率为 1.06 mD,平均含水饱和度在 55% 左右,原始地层压力为 22 ~ 30 MPa,压力系数为 0.81 ~ 0.88,平均地层温度 109 °C,地层水矿化度介于 140 ~ 170 g/L,属于典型的低孔、低渗、低压气藏。

1.2 水锁伤害严重性评价

采用水锁伤害指数法评价该气藏水锁伤害的严重程度,取盒 8 段-本溪组天然岩心各 2 块,通过岩心驱替实验测定干燥岩心与岩心在束缚水含水饱和度下的气相渗透率,按照式(1)计算水锁指数(water block index, WBI),当 WBI 介于 0 ~ 30%,水锁伤害程度弱;WBI 介于 30% ~ 60%,水锁伤害程度中等;WBI 介于 60% ~ 90%,水锁伤害程度强;WBI 超过 90% 时,水锁伤害程度极强。

$$WBI = \frac{k_0 - k_1}{k_0} \times 100\% \quad (1)$$

式中:WBI 为水锁伤害指数,%; k_0 为干岩心气相渗透率,mD; k_1 为岩心在束缚水下的气相渗透率,mD。

气藏岩心水锁指数及伤害程度评价结果如表 1 所示,盒 8 段-本溪组的水锁伤害指数在 63.4% ~ 82.1%,属于中等偏强-强水锁伤害类型。随着渗透率降低,水锁伤害指数越高,水锁伤害越严重。

表 1 盒 8 段-本溪组水锁伤害指数

层位	平均渗透率/ mD	水锁指数 WBI/%		水锁伤害程度
		范围	平均	
盒 8	0.37	78.6 ~ 81.1	79.9	强
山 1	0.31	80.5 ~ 83.7	82.1	强
山 2	0.52	63.8 ~ 80.5	72.2	强
本溪	1.06	49.7 ~ 77.1	63.4	中等偏强-强

2 致密气藏水锁伤害气井典型生产特征

2.1 压裂后无明显增产特征

致密砂岩气藏通常需要进行水力压裂以提高其渗透率,使天然气能够更顺畅地流入井筒。然而,在压裂作业完成后,尽管理论上应观察到显著的增产效果,但如果压裂液未能有效排出,而滞留在储层孔隙中形成水锁效应,降低储层渗透率,使得原本期望通过压裂增加的产能被水锁伤害所抵消,导致实际产量未如预期那样大幅提升,甚至可能保持不变或略有下降。这种增产效果的不明显,往往就是水锁伤害的直接体现。Bahrami 等^[18]以西澳大利亚珀斯盆地致密砂岩气藏为研究对象,采用数值模拟方法研究水锁伤害对压裂前后气井产能的影响,如图 1 所示。结果表明,在单条裂缝下,水力压裂造成的水锁伤害导致初始产气量仅为未压裂且无水锁伤害的 67%,生产后期产量基本相当,累积产量无明显差异,当水力压裂裂缝增加至 5 条时,即使有水锁伤害的影响,压裂后也可获得更高的产量。因此,对于存在水锁伤害敏感性较强的致密砂岩气藏,小规模的水力压裂反而可能导致无增产效果,而适当规模的水力压裂不仅可以有效改善近井储层孔喉大小,降低水锁伤害发生的概率,同时可以更好地连通远端储层,对提高致密砂岩气藏产量至关重要。

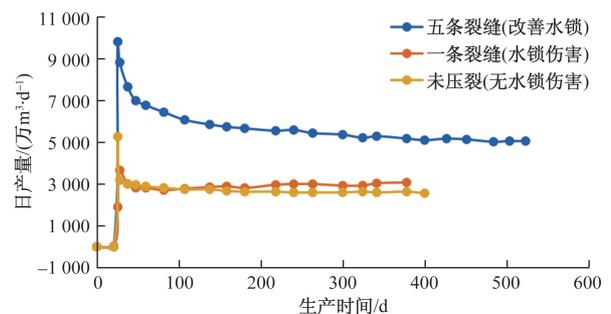


图 1 致密砂岩气藏水力压裂过程中水锁伤害对产气量的影响

2.2 关井后再次开井产量无法恢复

当气井因检修、维护或其他原因需要关停一段时间时,井底压力逐渐恢复,地层中的流体会重新分布,以达到新的压力平衡状态。对于产水或积液的气井而言,这一过程可能导致更多的水相反渗析进入孔隙喉道处,进一步加剧水锁效应。当气井重新开井生产时,由于生产压差不足以克服因水锁导致的额外流动阻力,气体流动受阻,从而导致产量无法恢复到关井前的水平。以鄂尔多斯盆地延 X0

井为例(图 2 和图 3),该井完井油管 62 mm,生产初期油压为 17.8 MPa,套压为 23.8 MPa,日产气量为 $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水为 6.5 m^3 ,井口产量和压力均较稳定。但由于产水量较大,2020 年 3 月因检修关井 8 个月,再开井后油套压力不再保持稳定,油压以 0.025 MPa/d 的速度下降,截至 2022 年底该井已无法开井生产。分析原因,主要是由于该井产水量较大,关井导致井筒水相反渗析进入储层,在近井储层形成水锁伤害,再加上井底流压恢复,开井后生产压差不足以克服水锁伤害导致的毛管力,远端地层能量无法有效传递至井筒。因此,水锁伤害气井的典型生产动态为油套压力及产量呈同步快速下降趋势。

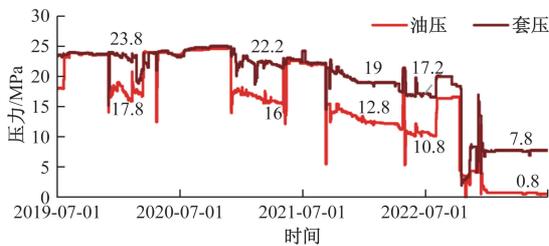


图 2 鄂尔多斯盆地 Y368 井关井导致水锁伤害的油套压力变化曲线

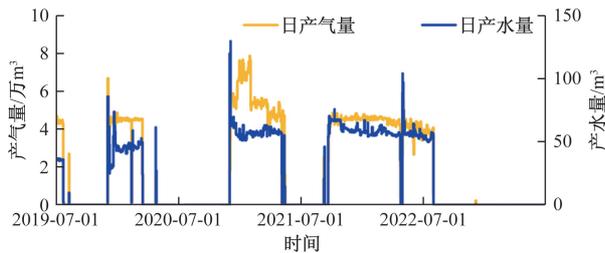


图 3 鄂尔多斯盆地 Y368 井关井导致水锁伤害的生产曲线

2.3 井筒排液等措施效果有限

在致密砂岩气藏的开发中,由于其产量较低,气井积液是导致水锁伤害的一个重要原因。传统的泡沫排水采气等工艺方法虽然能在一定程度上帮助清除井筒内的积液,但对于因积液导致储层水锁的孔隙堵塞却无能为力。因此,仅仅依靠解决井筒积液是远远不够的,还需要从更深层次上解决储层内部的水锁问题。仍以延 X0 井为例(图 4 和图 5),该井停产后,关井后套压恢复至 18.8 MPa,但油压保持在 1 MPa 左右无法恢复,表明油管内积液严重,2023 年 12 月通过井口注气将部门井筒积液压回地层后,再通过环空连续气举到方式实现复产,日排水量达到 60 m^3 ,表明近井储层积聚大量的水相。但停止气举后,该井随即停喷,

表明气举虽然可以排出井筒及近井储层人工裂缝中积液,但与远端地层有效连通的微孔喉中的水锁伤害依然存在,因此,井筒排液工艺方法无法有效复产。

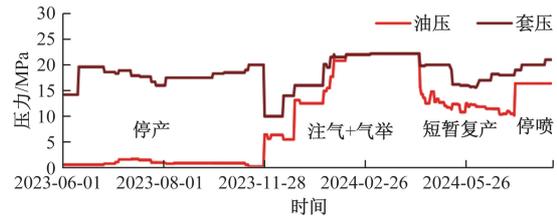


图 4 延 X0 井实施注气+气举复产工艺前后油套压力变化曲线

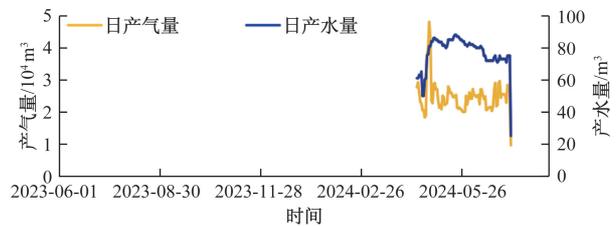


图 5 延 X0 井实施注气+气举复产工艺前后生产曲线

3 储层水锁防治工艺

3.1 小尺寸连续油管避免气井过早积液

为了有效避免气藏过早因井筒积液导致储层水锁伤害,应保证气井的产气量大于临界携液产量。目前国内常用李闯模型(式 2)和王毅忠模型(式 3)计算算临界携液流速,通过流速与流量的转换公式(4),即可得到气井的临界携液流量。

李闯模型:

$$v_{cr} = 2.5 \sqrt[4]{\frac{(\rho_L - \rho_g)\sigma}{\rho_g^2}} \quad (2)$$

王毅忠模型:

$$v_{cr} = 1.8 \sqrt[4]{\frac{(\rho_L - \rho_g)\sigma}{\rho_g^2}} \quad (3)$$

临界携液流量:

$$Q_{cr} = \frac{2.5 \times 10^4 v_{cr} A p}{TZ} \quad (4)$$

式中: v_{cr} 为临界携液流速, m/s ; ρ_L 为液相密度, kg/m^3 ; ρ_g 为气相密度, kg/m^3 ; σ 为气液表面张力, N/m ; Q_{cr} 为临界携液流量, 10^4 m^3 ; A 为油管横截面积, m^2 ; p 为井口压力, MPa ; T 为井口温度, $^\circ\text{C}$; Z 为天然气偏差因子,无因次。

采用上述两种模型计算气井的临界携液流量,与气井当前产量下是否积液进行比较,结果如表 2 所示。

表2 产水井临界携液流量与实际携液情况对比评价结果

井号	临界携液流速与流量				目前产量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	是否携液
	李闯模型		王毅忠模型			
	$v_{cr}/(\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$	$Q_{cr}/(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	$v_{cr}/(\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$	$Q_{cr}/(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$		
XX-61	0.724	1.139	0.651	1.025	1.164	能
XX-84	1.378	0.615	1.24	0.553	0.419	不能
XX-91	1.219	0.693	1.098	0.623	0.739	能
XX-83	0.610	1.330	0.549	1.197	0.35	不能
XX-60	1.331	0.636	1.198	0.572	0.673	能
XX-58	0.669	1.224	0.602	1.102	0.132	不能
XX-80	0.595	1.36	0.536	1.224	1.517	能
XX-79	0.537	1.487	0.484	1.338	0.459	不能
XX-86	0.684	1.200	0.615	1.080	0.559	不能
XX-82	0.65	1.257	0.585	1.131	0.517	不能
XX-75	1.296	0.653	1.166	0.587	0.467	不能
XX-75	1.473	0.576	1.326	0.518	0.821	能
XX-76	0.886	0.942	0.797	0.848	0.868	能

从表2可以看出,李闯模型和王毅忠模型的临界携液流量均比实际携液产量大,但王毅忠模型更接近实际情况,故选择王毅忠模型对不同尺寸油管的临界携液流量进行分析。与内径62 mm对油管相比,当选用内径为40.3 mm的小尺寸连续油管作为完井管柱时,临界携液流量可降低57%,可以满足日产气 $0.3 \times 10^4 \sim 1.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 下的生产需求。当井口压力降至2 MPa时,只需 $0.35 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的气量即能有效地将井筒中的积液携带至地面,进而避免气井过早因积液发生水锁伤害。此外,小尺寸连续油管还具有操作灵活、成本低廉等优点,适合在致密砂岩气藏等复杂地质条件下应用。通过精确控制油管的下入深度和位置,可以实现对不同储层段的有效控制和管理,进一步提高气井的生产效率和经济效益。如表3所示。

表3 不同油管尺寸及井口压力下的临界携液流量

油管尺寸/ mm	井口压力/MPa					
	15	12	9	6	3	2
25	0.39	0.35	0.30	0.24	0.16	0.13
40.3	1.01	0.90	0.77	0.62	0.43	0.35
50.8	1.58	1.41	1.20	0.96	0.67	0.54
62	2.40	2.14	1.83	1.46	1.01	0.82

3.2 保持连续稳定生产防止水锁伤害

在致密砂岩气藏的开发过程中,保持气井的连续稳定生产不仅是提高经济效益的关键,也是有效防止水锁伤害的重要措施之一。非客观因素导致的关井,如设备故障、检修维护等,应尽可能避免或减少其发生频率和持续时间,以防止井筒

地层水反渗析进入储层,从而避免或减轻水锁伤害。在必须关井的情况下,应尽可能缩短关井时间。对于长时间关井的气井,在气井重新开启后,需要建立足够大的生产压差以克服水锁导致的毛细管力。

3.3 解除水锁伤害的物理化学工艺

对于已经发生水锁伤害的气井,由毛细管的计算公式(5)可知,降低表面张力和增大接触角是解除水锁伤害的有效方法。因此,优选适用于该气藏的表面活性剂和润湿改性剂作为解水锁剂的重要化学组成。

$$p_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r} \quad (5)$$

式中: p_c 为毛细管力, 10^{-6} MPa; σ 液体的表面张力,mN/m; θ 为液体与毛细管壁之间的接触角, $(^\circ)$; r 为毛细管的半径,m。

表面活性剂能够显著降低地层水与岩石表面之间的表面张力,使水分子更容易从岩石孔隙中脱附并随气流排出。鉴于鄂尔多斯盆地致密气藏地层水矿化度较高,采用耐盐度较好的三种两性离子表面活性剂月桂酰胺基甜菜碱(LAB)、月桂酰胺丙基氧化胺(LAPO)和十二烷基氧化胺(LAO)进行评价,结果如表4所示。在三种两性离子表面活性剂中,LAB活性最好,LAPO次之,LAO活性相对较差,LAB的浓度由50 mg/L增加至5 000 mg/L时,表面张力由29.45 mN/m降至26.34 mN/m,变化范围较小。当浓度达到500 mg/L,再增加浓度,表面张力变化较小。因此,将该浓度确定为该气藏温度和地层水条件的表面活性剂使用浓度。

表 4 两性离子碳氢表面活性剂在不同浓度下的表面张力

活性剂代号	不同活性剂浓度(mg/L)下的表面张力/(mN·m ⁻¹)							
	50	100	200	500	1 000	2 000	3 000	5 000
LAB	29.45	29.34	28.69	27.68	27.32	26.88	26.56	26.34
LAPO	32.03	31.89	31.56	31.27	30.66	28.99	27.60	27.42
LAO	67.82	65.33	53.57	52.73	44.38	35.14	33.00	31.60

润湿改性剂则能够改变岩石表面的润湿性,增大地层水在岩石表面的接触角,使水分子更难以在岩石表面形成稳定的薄膜,从而进一步减轻水锁伤害。应用 Li 等^[19]提出的一种适用于致密砂岩气藏的超疏水纳米乳液作为润湿改性剂,使用浓度为 10% 的润湿改性剂对该气藏的岩心进行改性后,地层水在岩心表面的接触角可以达到 133°,达到高疏水状态,可帮助砂岩实现的润湿反转,避免岩心对水相的吸附。如图 6 所示。

此外,由于储层渗透率低,再加上地层压力的作用,化学解水锁剂难以进入储层。因此,为了确保解水锁剂能够快速有效地注入储层并发挥作用,将邻井气作为气源,解水锁剂注入完成后,随即注入增压后的邻井气段塞,直至井口压力恢复至关井最高压力,不仅可以利用高压气体的能量推动解水锁剂在储层中扩散和渗透,使其更充分地进入储层发挥作用。此外,高压气体的注入还可以为储层提供一定的能量补充,可利用补充的高压气能量进行辅助返排,促使地层中的积液随气流快速排出井筒。

3.4 现场试验与效果评估

延 XX 井开发层位为山底,深度为 3 050 ~ 3 070 m,原始地层压力为 20.4 MPa。2011 年完成压裂试气,无阻流量 4.5×10^4 m³/d,2021 年投产气量仅维持在 0.1×10^4 m³/d 左右,生产油压不足 1.0 MPa,基本无产水情况,按照无阻流量 1/3 计算,该井产量应该在 1.5×10^4 m³/d 左右,动静态特

征严重不符,判断因压裂后未及时投产,压裂液滞留导致储层水锁伤害。如图 7 所示。

2024 年 3 月 28 日实施连续油管作业,下入 38.1 mm 连续油管至井深 3 000 m 处作为速度管柱,4 月 9 日采用柱塞泵通过注入井口测试法兰,向连续油管注入由表面活性剂和润湿改性剂组成的解水锁剂 6 m³,注入解水锁剂后,通过气体柱塞泵连接邻井延 XX1 井口,向延 XX 连续油管注入邻井天然气。当井口油压恢复至 6 MPa 后关井,4 月 10 日连接井口放喷管线至放喷罐,开井放喷至所有注入井内的解水锁剂返排结束后关井。如图 5 所示,关井油压恢复速率与解水锁前对比,解水锁后油压恢复明显变快,关井 20 h 油压即恢复至 6.3 MPa,关井油压恢复速率提升 37.5%,表明储层连通性变好。如图 8 所示,开井后,日产气恢复至 1.6×10^4 m³/d,产水约为 0.9 m³,产气和产水量恢复至正常水平。

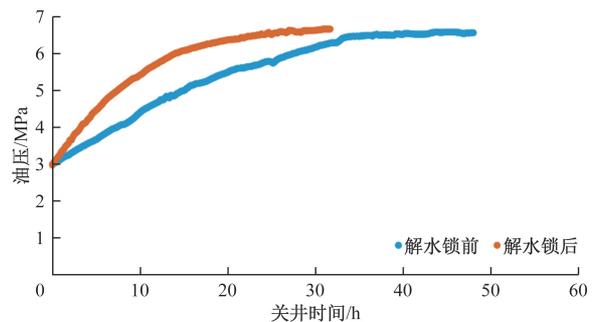


图 7 延 XX 井解水锁前后关井油压恢复曲线

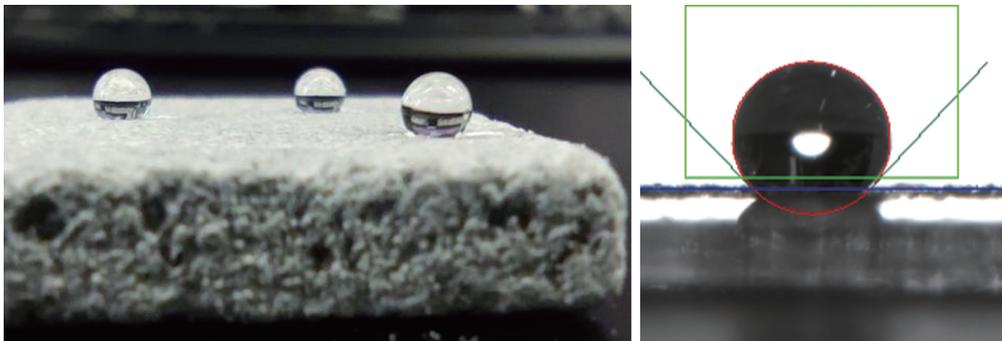


图 6 岩石经润湿改性后的表面接触角

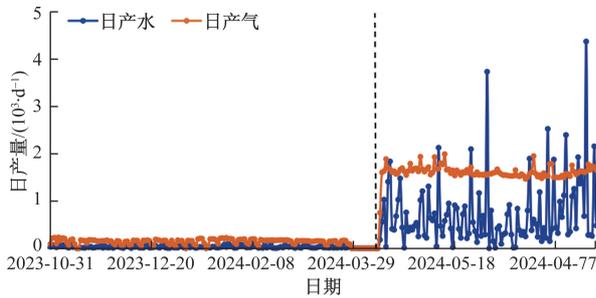


图8 延XX井解水锁前后生产曲线

4 结论

(1)鄂尔多斯南缘气藏属于典型的低孔、低渗、低压气藏,且存在中等偏强-强水锁伤害,对气井产量和气藏采收率造成严重影响。

(2)致密气藏水锁伤害气井的典型生产特征包括压裂后增产效果不明显、关井后再次开井产量无法恢复以及井筒排液等措施效果有限。

(3)采用小尺寸连续油管可以有效避免气井过早积液,保持连续稳定生产是防止水锁伤害的重要措施之一。

(4)解除水锁伤害的物理化学工艺包括优选表面活性剂和润湿改性剂,降低表面张力和增大接触角,可以有效解除水锁伤害。

(5)现场试验结果表明,采用小尺寸连续油管、注入解水锁剂以及保持连续稳定生产等方法可以有效解除水锁伤害,恢复气井产量,为致密砂岩气藏的高效开发提供了有力支持。

参考文献

- [1] 邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规-非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 13-25.
- [2] ZOU C, ZHU R, LIU K, et al. Tight gas sandstone reservoirs in China: characteristics and recognition criteria [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 88: 82-91.
- [3] 王红军, 马锋, 童晓光, 等. 全球非常规油气资源评价[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 850-862.
- [4] 童晓光, 张光亚, 王兆明, 等. 全球油气资源潜力与分布[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 727-736.
- [5] 庞长英, 连军利, 吴一凡, 等. 美国页岩油气开发技术及对我国的启示[J]. 石油地质与工程, 2012, 26(5): 62-66.
- [6] 房凯. 美国“页岩气革命”对亚太能源的影响研究[D]. 杭州: 浙江工业大学, 2014.
- [7] 张士亚. 鄂尔多斯盆地天然气气源及勘探方向[J]. 天然气工业, 1994(3): 1-4.
- [8] 冀光, 贾爱林, 孟德伟, 等. 大型致密砂岩气田有效开发与提高采收率技术对策——以鄂尔多斯盆地苏里格气田为例[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 602-612.
- [9] 吴正, 江乾锋, 周游, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格致密砂岩气田提高采收率关键技术及攻关方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(6): 66-75.
- [10] 刘阳, 刘彦成, 林利明, 等. 鄂尔多斯盆地临兴-神府地区上古生界致密砂岩成岩作用与成储关系研究[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(4): 1378-1391.
- [11] M D W, JIA A L, GUANG J I, et al. Water and gas distribution and its controlling factors of large scale tight sand gas fields: a case study of western Sulige gas field, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 663-671.
- [12] 杜晓濛, 郭艳琴, 颀嘉琳, 等. 致密砂岩储层敏感性影响因素分析: 以鄂尔多斯盆地王家湾东南区长6油层组为例[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(23): 9710-9717.
- [13] BAHRAMI H, REZAEI M R, NAZHAT D, et al. Effect of water blocking damage on flow efficiency and productivity in tight gas reservoirs[C]//SPE Production and Operations Symposium. Oklahoma, USA: SPE, 2011: 1-7.
- [14] HOLDITCH S A. Factors affecting water blocking and gas flow from hydraulically fractured gas wells[J]. Journal of Petroleum Technology, 1979, 10: 1515-1524.
- [15] WANG H, REZAEI R, SAEEDI A, et al. Numerical modelling of microwave heating treatment for tight gas sand reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 152: 495-504.
- [16] WANG J, ZHOU F J. Cause analysis and solutions of water blocking damage in cracked/non-cracked tight sandstone gas reservoirs[J]. Petroleum Science, 2021, 18: 219-233.
- [17] 李进步, 田冷, 刘志军, 等. 致密砂岩产水气井气举排液模型研究[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(12): 5041-5047.
- [18] BAHRAMI H, REZAEI R, CLENNELL B. Water blocking damage in hydraulically fractured tight sand gas reservoirs: an example from Perth Basin, Western Australia[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 88: 100-106.
- [19] LI Q, FAN Z, LIU Q, et al. Synthesis of a superhydrophobic fluorinated nano-emulsion and its modification on the wettability of tight sandstone[J]. Materials, 2022, 15(11): 4015.

Application and Practice of Reservoir Water Blocking Prevention Technologies in Tight Sandstone Gas Reservoirs in the Southern Margin of Ordos

WEI Yingfei¹, LI Ming¹, BAI Xianfeng^{1,2}, WANG Junfeng¹, CAO Yongbo³, GAO Zhenguo¹

(1. Schlumberger Changhe Oilfield Engineering Co. Ltd., Xi'an 710021, China;

2. Schlumberger Technoloty Services(Chengdu) Co. Ltd., Chengdu 610012, China;

3. Shaanxi Yanchang Petroleum(Group) Co. Ltd., Yan'an 716003, Shaanxi, China)

Abstract: Water blocking damage is a common issue in the development of tight sandstone gas reservoirs, significantly impacting gas well production and reservoir recovery rates. Taking the gas reservoirs in the southern margin of Ordos as an example, the degree of water blocking damage in the gas reservoirs was analyzed, the typical production characteristics of gas wells with water blocking damage in tight gas reservoirs was discussed, and technologies were proposed for the prevention and treatment of reservoir water blocking. The research results indicate that the gas reservoirs in the southern margin of Ordos experience moderate to strong water blocking damage. After water blocking, gas wells exhibit production characteristics such as insignificant production increase after fracturing, inability to restore production after reopening the well following shutdown, and limited effectiveness of wellbore drainage measures. To effectively prevent and treat water blocking damage, comprehensive prevention and treatment methods are proposed, including the use of small-diameter coiled tubing to avoid premature fluid accumulation in gas wells, maintaining continuous and stable production, and implementing physicochemical processes to eliminate water blocking damage. Field test results demonstrate that the integrated application of these methods can effectively prevent and eliminate water blocking damage, thereby restoring gas well production.

Keywords: tight sandstone; water blocking; production characteristics; prevention and treatment of water blocking