

四川盆地蓬莱气区灯影组试油漏失井安全控制技术

戴强¹, 吴军¹, 陈洲洋², 杨若愚²

1. 中国石油川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院 四川成都 610052

2. 中国石油西南油气田分公司勘探事业部 四川成都 610095

项目支持: 新型油气勘探开发国家科技重大专项课题“超深复杂海相碳酸盐岩井工程提速提效提产关键技术研究及应用”(2025ZD1402504)

引用: 戴强, 吴军, 陈洲洋, 等. 四川盆地蓬莱气区灯影组试油漏失井安全控制技术[J]. 油气井测试, 2025, 34(5): 8-15.

Cite: DAI Qiang, WU Jun, CHEN Zhouyang, et al. Safety control technology for test oil leakage wells in Dengying formation Penglai gas area, Sichuan basin[J]. Well Testing, 2025, 34(5): 8-15.

摘要 为探索四川盆地蓬莱气区灯影组试油后压井漏失原因, 削减测试后压井管柱失效和井控风险, 通过分析研究区储层地质特点, 研究测试后压井漏失量与目的层钻井漏失量、酸化规模、用酸强度、停泵压力、测试气产量、水产量的关系, 研究影响压井液漏失的主要因素。结合试油实践, 辨识压井井漏对试油作业安全危害。结果表明, 高强度酸化是导致测试后井漏的主要因素, 储层缝洞发育影响井漏严重程度; 井漏加剧了井控风险和油管挤毁风险; 通过优化压井工艺、下入试油封堵一体化管柱以削减井漏带来的作业安全风险。现场应用试油封堵一体化管柱, 单井减少压井液漏失 100 m³ 以上, 平均作业周期缩短 39%。通过优化压井工艺、下入试油封堵一体化管柱可有效解决研究区试油漏失问题。

关键词 蓬莱气区; 灯影组; 试油漏失; 酸压改造; 地层测试; 试油封堵一体化; 井控风险

中图分类号: TE273

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2025.05.002

Safety control technology for test oil leakage wells in Dengying formation Penglai gas area, Sichuan basin

DAI Qiang¹, WU Jun¹, CHEN Zhouyang², YANG Ruoyu²

1. CCDC Drilling & Production Engineering Technology Research Institute, Chengdu, Sichuan 610052, China

2. Exploration Division, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610095, China

Abstract: To explore the causes of kill fluid loss after testing in the Dengying formation of the Penglai gas region in the Sichuan Basin and to mitigate the risks of tubing failure and well control problems after testing, a comparative study was conducted on the reservoir characteristics of the Dengying formation in the Penglai gas region and the Gaoshiti-Moxi structure. The relationships between post-test kill fluid loss and factors such as drilling fluid loss in the target zone, acid stimulation volume, acid intensity, shut-in pressure, gas production, and water production were investigated to identify the main influencing factors of kill fluid loss. Combined with the testing practices in the Dengying formation of the Penglai gas region, the safety hazards of kill fluid loss during testing operations were identified. The results indicate that high-intensity acid stimulation is the primary factor leading to fluid loss, while the development of fractures and vugs in the reservoir influences the severity of fluid loss. Fluid loss exacerbates well control risks and the risk of tubing collapse. By optimizing the kill fluid process and deploying an integrated testing and plugging string, the operational safety risks associated with fluid loss were mitigated. Field applications demonstrated that the use of an integrated testing and plugging string reduced kill fluid loss by over 100 m³ per well and shortened the average operation cycle by 39%. The issues of kill fluid loss after testing in mechanical testing packer strings and completion packer strings were resolved by optimizing the kill fluid process and deploying an integrated testing and plugging string, respectively.

Keywords: Penglai area; Dengying formation; test for oil leakage; acidizing work; formation testing; well control risk Integrated technique for well testing and sealing; well control risk

四川盆地蓬莱气区灯影组气藏勘探试油测试后压井普遍井漏, 且部分井漏失严重。据不完全统计, 灯二段试油后压井漏失 23 层次, 占灯二段试油

层的 85.2%, 灯四段试油后压井漏失 19 层次, 占灯四段试油层的 79.2%。其中, 单层试油后压井漏失量超过 100~300 m³ 的占比 21.6%, 超过 300 m³ 的

占比21.6%,最高漏失量超过1 000 m³。测试后压井井漏威胁试油管柱安全,增大了后续换装井口、解封封隔器和起管柱等作业的井控安全风险。需要通过分析井漏原因和危害,探索针对性的安全控制措施,以控制蓬莱气区灯影组储层试油作业井下事故复杂,降低试油作业安全风险。

前期针对四川盆地高石梯-磨溪构造灯影组目的层裂缝、溶洞发育,试油后压井漏失严重导致产层污染、后续作业井控风险高的技术难题,张平^[1]提出根据测试产量高低优化堵漏剂浓度和用量,加强堵漏成功后循环压井液时的井口压力控制,并在高石梯-磨溪构造6口井成功应用;陈广帅^[2]提出优化堵漏浆配方,通过调整架桥粒子、滤饼改进剂以及提粘剂和堵漏纤维占比来提升堵漏浆性能,并在磨溪108井试油后压井堵漏成功应用。

四川盆地北部马路背构造须家河气藏,埋深4 200~5 800 m,储层规模缝网发育、近井地层破碎,加砂压裂后压井堵漏难度大,许金江^[3]提出不同压井漏失速度下的压井堵漏方法,并基于目的层孔、缝、洞发育程度,优选压井堵漏工艺技术,并在该地区3口井5个试油层中进行应用。针对四川盆地茅口组海相碳酸盐岩储层压井漏失通道以裂缝和溶洞为主,压井堵漏过程中“喷漏同存”风险高的井控难点,王洪广等^[4]通过目的层分类识别优选堵漏工艺技术,通过不同漏失速度优选堵漏浆配方,摸索针对茅口组目的层测试后压井堵漏的工艺方案,并在FU1、XT2等6口井进行了推广应用。

针对低压易漏失含硫气井修井过程中压井液易漏失、含硫气气窜带来的压井难题,熊颖等^[5]以高含量植物胶为稠化剂,通过可控交联手段形成液体胶塞,并加入纤维以提升液体胶塞强度,使其承压能力达到18.2 MPa,有效作用时间达到7 d。该项产品在Z-7井修井过程中成功应用,但其在高温环境下的承压能力和有效时间有待提升。

在国外,俄罗斯R. Trebs油田目的层埋藏深3 677~4 144 m,井底温度达到93℃,经过一段时间开发后地层压力显著下降,同时碳酸盐岩储层的高裂缝性共同导致压井液大量漏失,并在修井作业中存在气显示风险。S. A. Vakhrušev等通过采用耐温反相乳化基封堵剂和胍胶聚合物基封堵体系,优选压井技术并进行先导试验,以减少压井液的非生产性损耗,并保护储层免受水基溶液的不利影响。现场试验成功遏制修井期间的油气显示,杜绝了压

井液的非生产性漏失。在尼日利亚Egina field海上深水油田,水深1 150~1 750 m,钻井作业结束后,C. Okpalla等提出下入隔离屏障阀(IV)对产层进行暂闭,以确保完井作业前井下双重井屏障要求。最后,实施完井作业并安装水下采油树后,远程开启隔离屏障阀投入生产。在该油田共计下入29套隔离屏障阀,平均油井暂闭时间超过315 d,最长达到917 d,最后生产阶段全部成功开启。

蓬莱气区灯影组埋藏深度普遍超过5 500 m,地层温度>140℃,地层压力>60 MPa,经过大规模酸压改造、排液测试后近井地带地层能量不足,压井井漏普遍。采用常规堵漏浆或堵漏剂堵漏不仅效果不及预期,还可能导致封隔器管柱卡埋;而液体胶塞在此高温高压环境下的稳定性还不能满足作业需要。针对试油后压井井漏,通过优化试油管柱设计和压井工艺,来削减油管挤毁风险,同时通过增加“完井封隔器和井下开关阀”这道井屏障来实现测试后井下关井并留置于井内,以削减后续作业井控风险。

1 井漏原因

为制定针对性的风险削减措施,需要探究试油测试后压井井漏原因。

1.1 储层缝洞发育

通过调研可知,缝洞发育的碳酸盐岩储层在钻井或是试油后压井期间会出现不同程度的井漏,溶蚀孔洞和天然裂缝的尺度差异影响井漏严重程度^[6-8]。蓬莱气区灯影组岩性和储层类型与高石梯-磨溪构造相似,但埋藏更深,物性相对较差,见表1^[9-11]。其中,沉积相和岩溶作用形成的天然裂缝和溶蚀孔洞是该地区灯影组优质储层发育的重要影响因素。

钻井过程中直接钻遇天然裂缝,见图1,或者经储层改造后井眼与溶蚀孔洞或者天然裂缝沟通,不仅有利于油气资源勘探发现,也会导致目的层钻井期间泥浆漏失或者在测试后压井出现井漏。统计显示,蓬莱气区灯二段钻井期间泥浆漏失占比28.6%,灯四段钻井期间泥浆漏失占比4%,并且钻井期间存在漏失的试油层在测试后几乎都出现不同程度的压井井漏。基于此,可以认为目的层缝洞发育程度与钻井液漏失量存在正相关性,可以通过研究目的层钻井液漏失量与测试后压井液漏失量的关系来探究目的层缝洞发育程度对测试后压井井漏的影响大小。

表1 蓬莱地区与高石梯-磨溪构造灯影组储层对比

Table 1 Comparative analysis of the Dengying formation reservoir characteristics in the Penglai area versus the Gaoshiti-moxi structural belts

区域	地层	埋藏深度 /m	岩性	储层类型	平均孔隙度 /%	平均渗透率 /mD
高石梯-磨溪	灯二	5 000~5 500	藻云岩	孔洞型	2.21	3.071 2
	灯四	4 800~5 500	晶粒、硅质白云岩	裂缝-孔洞型	2.25	0.910 4
蓬莱气区	灯二	5 600~8 800	藻凝块、藻砂屑、颗粒黏结白云岩	孔洞-裂缝型、孔洞型	3.22	1.06
	灯四	5 500~8 000	藻凝块、藻叠层、藻纹层白云岩	溶蚀孔洞-裂缝复合型 溶蚀孔洞型 基质孔隙型	3.50	0.625

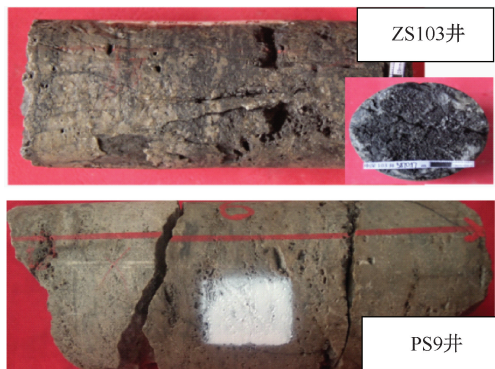


图1 发育孔洞和裂缝的灯影组岩心

Fig. 1 Core sample of the Dengying formation exhibiting developed vugs and fractures

统计结果表明,钻井期间的泥浆漏失与测试后压井液漏失并无明显的正相关关系,大部分测试后压井漏失严重的井在钻进期间并未出现漏失,见图2。这说明天然裂缝和溶蚀孔洞对测试后压井液漏失有重要影响,但并非主要因素。

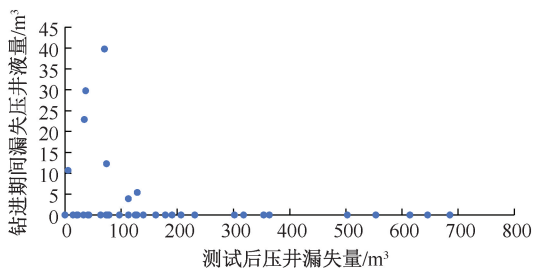


图2 灯影组单井试油层钻进与测试后压井漏失对应关系
Fig. 2 Relationship between pay zone drilling and post-test kill-fluid loss for individual wells in the Dengying formation

1.2 高强度酸化改造

前期四川盆地高石梯-磨溪构造灯影组储层采用以胶凝酸酸压和前置液酸压为主体工艺,耐高温胶凝酸和变黏转向酸为主要酸液体系的储层改造技术,以增加酸液有效作用距离、沟通天然气缝洞,在试油测试后压井也存在严重井漏^[12-14]。蓬莱气区灯影组储层与高石梯-磨溪构造灯影组类似,储

层岩石在酸液中的溶蚀率较高,见表2。在借鉴高石梯-磨溪构造灯影组的储层改造工艺基础上,确定了蓬莱气区灯影组储层改造思路,即提高改造排量以人工造缝或沟通井周缝洞来明显改善目的层渗流条件,施工期间则表现出“大排量、高泵压、大规模”的特点。酸压改造后,地层形成酸蚀裂缝或孔洞并与天然缝洞相连,当压井液通过这些“通道”进入井周远端,漏失将难以避免,甚至钻井阶段未出现井漏的井,测试后压井井漏的量也明显上升。但酸化改造施工参数与后期井漏量的关系需要进一步探讨。

表2 蓬莱地区部分井灯影组储层的酸溶蚀率

Table 2 Acid solubility rates of Dengying formation reservoir rocks from a set of wells in the Penglai area

井号	岩心井段/m	酸溶蚀率/%
PS3	5 748.48~5 750.07	87.8~98.4
PS8	7 010~7 072	54.7~92.5
PS13	6 704.51~6 707.96	91.5~97.5

酸化规模与后期压井漏失量的关系并不明显。大部分井后期压井漏失量在 300 m^3 以内,当单井酸化规模达到 750 m^3 后,整体而言压井漏失量较单井酸化规模较低的井有所增加,但增加的幅度有限,见图3。分析认为,若目的层缝洞不发育,仅依靠增大酸化规模难以增大改造工作液的作用距离,增加的仅为井周地层溶蚀量,相应的压井漏失量略有增加,同沟通天然缝洞的井相比漏失量要小得多。

酸化改造用酸强度与后期压井漏失量存在明显的正相关性。整体上来看,当单井用酸强度增加,测试后压井漏失量逐步增大,当用酸强度达到 $10\text{ m}^3/\text{m}$ 时,压井漏失量达到最大,用酸强度再增大后期压井漏失量也未见明显增长,见图4。分析认为,用酸强度与目的层缝洞发育情况密切相关,缝洞发育的井,用酸强度达到 $10\text{ m}^3/\text{m}$ 即可充分改造,而缝洞不发育的井,提升用酸强度并不会明显改善目的层的渗流条件,压井液漏失也不会太严重。

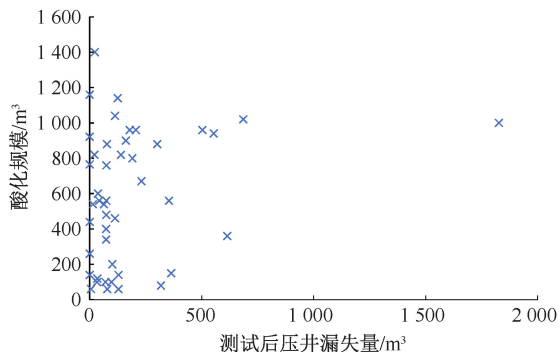


图 3 单井酸化规模与压井漏失量关系

Fig. 3 Acidizing volume vs. kill-fluid loss (per well)

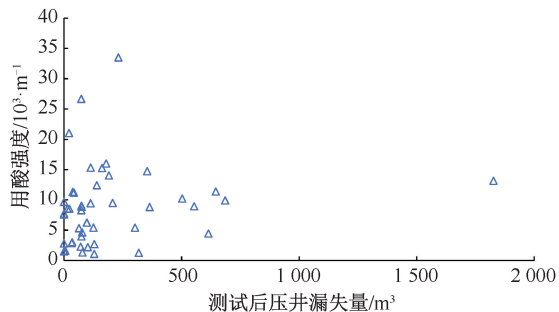


图 4 单井用酸强度与压井漏失量关系

Fig. 4 Relationship between acid intensity per meter and kill-fluid loss per well

酸化改造停泵压力与后期压井漏失量有较明显的负相关性。停泵压力越高,后期压井漏失量越低,见图 5。进一步地分析认为,目的层缝洞不发育或者酸化未沟通井周缝洞,则停泵压力与压井漏失量关系不大;酸化改造沟通了井周缝洞,则停泵压力越低,压井漏失量越大。

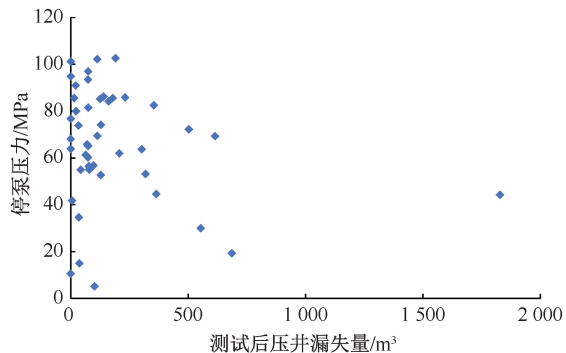


图 5 单井停泵压力与测试后压井漏失量关系

Fig. 5 Shut-in pressure after acid treatment vs. post-test kill loss (per well)

就酸化改造排量和施工泵压而言,二者受地层裂缝延伸压力梯度、作业管柱尺寸、作业井口压力等级和改造工作液类型共同影响,与后期压井漏失很难建立联系。蓬莱气区灯影组气藏埋藏较深,提高酸化施工排量,内径小的油管入井越多,使用摩

阻较大的酸液酸液体系等都会导致施工泵压上升。因此,改造排量和施工泵压受非地层因素影响甚多,酸化排量和泵压与压井漏失液量的关系难以通过较单一的关系表征。

1.3 其它因素

从统计结果来看,测试产量与压井漏失量存在一定相关性,大部分气产量 $<20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井漏失量都低于 200 m^3 ,见图 7。但受储层缝洞发育情况、酸化措施等因素影响,导致测试产量与压井漏失的关系并不明显。以图 6 中点 1、点 2、点 3 代表的 3 口井为例说明,点 1 井储层缝洞发育、酸化规模和用酸强度都低,但测试产量高,点 2 井缝洞不发育、酸化规模和用酸强度稍高于点 1,测试产量低,点 3 井孔洞发育、酸化规模和用酸强度都最强,测试产量中等,最后点 3、点 2 的漏失量均大于点 1,说明酸化作业对压井漏失量的影响强于测试产量。但测试产水,则产水量与压井漏失量二者拥有较好的线性关系,见图 7。

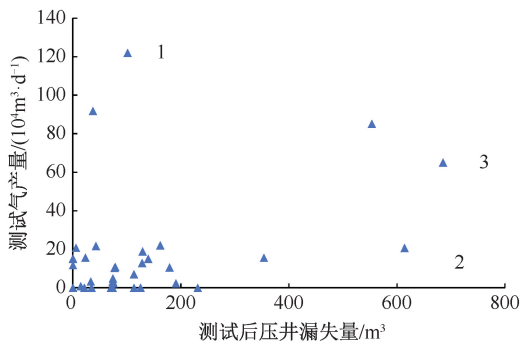


图 6 单井测试气产量与压井漏失量关系

Fig. 6 Relationship between test gas rate and kill fluid loss per well

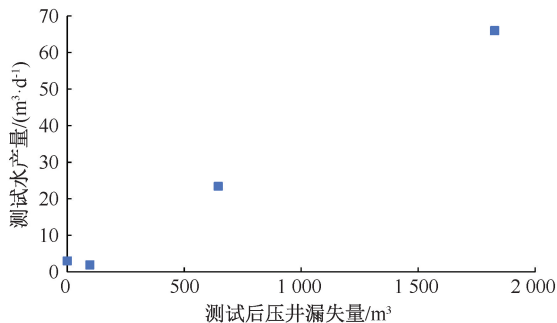


图 7 部分井测试水产量与压井漏失量关系

Fig. 7 Relationship between test water production and kill fluid loss in some wells

除此以外,影响测试后压井漏失量的因素还有压井液密度、压井液黏度等因素,压井液密度越高,漏失量越大;压井液黏度增大,会降低压井漏失量。

2 测试压井后井漏的危害

高石梯-磨溪构造灯影组储层测试后井漏给后期作业带来了压井时间长、不具备安全起下钻条件、试油管柱阻卡等问题,不仅加大了作业井控安全风险、延长了试油作业周期、增加了作业成本,还导致储层污染;如果堵漏,还可能导致井下循环阀堵塞失效,封隔器卡埋导致解封失败、堵漏剂沉淀卡埋管柱等问题。与之相比,蓬莱气区灯影组试油井漏不仅存在类似问题,还可能导致油管挤毁和更高的井控风险。

2.1 油管挤毁

蓬莱气区灯影组也采用 APR 测试管柱进行试油作业,测试结束后环空加压操作 RDS 阀进行井下关井和循环压井。为避免酸压改造时 RDS 阀提前打开,RDS 阀开启压力都高于酸压改造平衡套压。正如表 1 所示,蓬莱气区灯影组埋藏深度较高石梯-磨溪构造深得多。为取得勘探突破,一般选择“进攻性”的储层改造措施,改造排量高、施工泵压高,为保护封隔器管柱,需要施加较高的平衡套压,最后导致试油管柱上所带的 RDS 阀环空操作压力值往往接近油层套管允许的安全控制压力上限。对于裂缝、孔洞不发育,压井漏失不严重的井,压井时油管内液面在井口附近,可以通过施加油压平衡环空外挤压力,RDS 阀操作压力高对油管安全影响不大;但是对于裂缝、孔洞发育,漏失严重的井,由于压井时油管内液面不在地面附近,无法施加油压平衡环空外挤压力,RDS 阀开启压力过高则可能导致封隔器以上油管被挤扁。

以川中地区的 HS101 为例,该井灯四段试油层测试结束挤注清水 30 m³ 压井,漏失清水 28.7 m³,环空加压开 RDS 阀至 42.45 MPa 突降至 0 MPa,关井观察发现油套压同步上升,且油套压接近。清水压井后起管柱期间油管落井,后经打捞发现从壁厚 9.53 mm 与壁厚 6.45 mm 的 88.9 mm 油管变扣处接箍处脱出,且鱼顶处油管被挤扁,见图 8。经对环空打压工况条件下的封隔器管柱受力模拟分析可知,两种规格油管连接处受力恶劣,三轴安全系数远低于设计安全系数 1.50,见图 9。

2.2 井控风险高

不论是转层上试,还是永久封闭,单层试油结束后需要压井、换装井口、起测试管柱,下桥塞并注水泥塞封闭产层,整个过程工况类型多、周期较长。



图 8 HS101 井油管接箍变形

Fig. 8 Well HS101 tubing coupling deformation

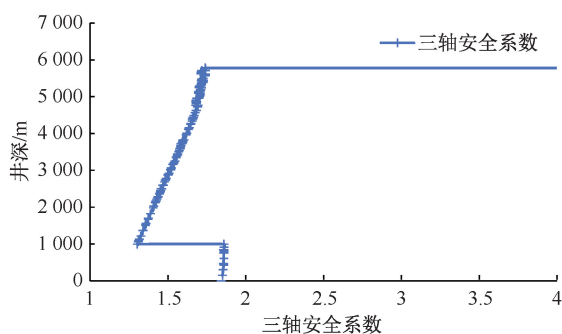


图 9 HS101 井试油管柱三轴安全系数 (环空打开阀门)

Fig. 9 HS101 well test string triaxial safety factor (annulus pressure to open valve)

持续井漏增大了前述作业井控风险。蓬莱气区灯影组储层埋藏深度普遍大于 6 000 m,且试油层多处于 127.0 mm 尾管内,井筒单位容积相对较小,井漏之后液柱压力亏空快,更容易出现漏溢转换、管柱卡阻、管柱损毁等次生复杂。对比 127.0 mm 套管和 177.8 mm 套管,前者单位容积为 8.87 L/m,后者单位容积为 18.26 L/m,漏失相同量的压井液时,前者液柱压力损失约为后者的 2 倍。经过计算可知,漏失 3 m³ 的清水时,127.0 mm 套管内液柱压力损失已经超过 3 MPa,而此时 177.8 mm 套管内液柱压力损失不到 2 MPa;漏失 10 m³ 的清水时,127.0 mm 套管内液柱压力损失超过 10 MPa,而此时 177.8 mm 套管内液柱压力损失约为 5 MPa。当漏失量持续增大时,井内失稳导致井涌、井喷的风险明显增大。

从确保作业期间井完整性的角度来看,测试后压井井漏使得压井液这一道井屏障的有效性难以保证,而因井漏引起的油管挤毁、管柱阻卡井下复杂则进一步破坏了试油管柱这一道重要井屏障的完好。

3 安全控制措施

在明确测试后压井井漏原因之后,应从提升管

柱强度、减少井漏来削减前述井漏带来的风险。

3.1 油管挤毁防控

(1) 提升油管强度

在测试管柱设计阶段就考虑环空操作 RDS 阀对油管的安全影响,将环空加压开阀这一工况纳入管柱力学核算工况中,以选择满足试油全过程安全要求的油管组合,优化作业参数。但是实践表明,对于不漏失或者漏失轻微的井,在环空加压开阀时同时从油管内加压以保证封隔器管柱安全;但对于清水压井漏失严重、液面不在井口的井,不能自油管施加平衡压力,在不改变 RDS 阀开阀压力的前提下,很难通过提升油管强度选出符合标准要求的油管组合。

以蓬莱气区某井为例,采用壁厚 12.09 mm、9.53 mm 和 7.34 mm 的 88.9 mm 110 钢级复合油管,当清水压井油管内液面为 1 000 m 时,环空加压 65 MPa 开 RDS 阀,油管转换处以及壁厚 7.34 mm 油管的三轴安全系数低于设计值。变更为壁厚 12.09 mm 和 9.53 mm 110 钢级复合油管后,管柱受力情况反而更恶劣,进一步地,将入井油管全部更换为壁厚 12.09 mm 的 88.9 mm 110 钢级油管,在该工况下油管受力也并未得到有效地改善,部分油管的三轴安全系数也低于设计值 1.50,见图 10。若采用更高钢级的油管,作业成本将大幅上升,得不偿失。

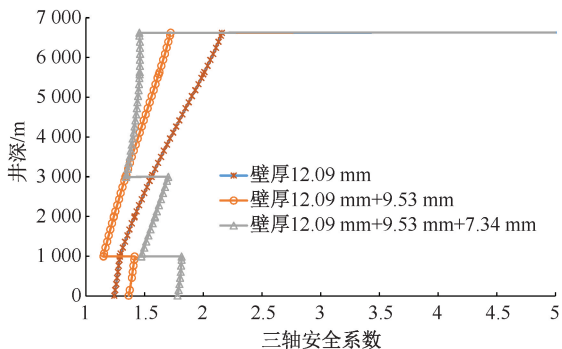


图 10 某井环空加压 65 MPa 开 RDS 阀时不同油管组合的三轴安全系数(油管液面 1 000 m)

Fig. 10 Triaxial safety factors of different tubing combinations when applying 65 MPa annulus pressure to open the RDS valve in a well (tubing fluid level at 1 000 m)

(2) 优化压井工艺

清水压井漏失严重、液面不在井口的井,说明试油层能量不足或者地层油气渗流的速度低于压井注液进入地层的速度,因此在不改变试油管柱结构的前提下,通过优化压井工艺来消除环空加压开阀带来的安全风险;在持续向井内灌注压井液的前

提下,将 APR 测试管柱“先开 RDS 阀,再循环压井”的压井工艺优化为“直接投球开 DB 阀沟通油套环空,再循环压井”。这样就不用环空加压开 RDS 阀,避免了压井漏失严重条件下环空加压导致封隔器以上油管挤毁,同时通过 DB 阀沟通油套进行循环压井,也确保了井控安全。

3.2 井控风险防控

测试封隔器解封前环空操作打开 RDS 阀,可以切断封隔器以上井筒与地层的联系,暂时消除井漏导致的井控风险。但在测试封隔器解封后,封隔器以上井筒与地层沟通,严重井漏导致的井控安全问题将再次出现。前期针对高石梯-磨溪构造灯影组测试后压井井漏的问题,一般采用注堵漏剂堵漏的方式来应对,但易导致油管内堵塞,同时大漏井堵漏效果不及预期。

考虑到漏失是换装井口、起下管柱期间最大井控风险,通过切断漏失通道就可以消除该风险,因此采用试油封堵一体化工艺即可实现上述目的。在测试结束后压井,通过转动管柱启动井下开关阀实现井下关井,丢手后起出管柱。该过程中封隔器以上的井筒与地层联系被切断,在后续作业过程中二者也不会沟通,有效消除了井漏带来的井控风险,同时也避免使用堵漏剂,降低了作业成本。

试油封堵一体化工艺的核心在于使用完井封隔器和井下开关阀配合作业。该井下开关阀不同于测试管柱常用的 RDS 阀,其不仅具备油管内井下关井的功能,还能够实现作业管柱丢手和生产管柱回插。该井下开关阀主要包括旋转开关阀和密封脱接器两部分,见图 11,解脱时,右旋并上提管柱使心轴从密封外筒中脱出即可;通过棘爪和操作臂联动使球阀关闭,下入时将密封脱接器插入旋转开关阀顶部,推动旋转开关阀内部的棘爪和操作臂与球阀实现联动开启球阀^[15-16]。需要注意的是,井下开关阀需要通过转动管柱打开,而不是环空打压开启;转动管柱前,需要注入适量压井液并安装回压阀后更换井口,在防喷器组条件下转动管柱。

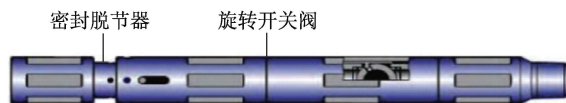


图 11 井下开关阀

Fig. 11 Downhole valve

考虑蓬莱气区灯影组储层压力系数约为 1.10,井下开关阀启动、上部管柱丢手后,留在井内的完井封隔器和井下开关阀承受的压差并不高,所以井

下关断阀和完井封隔器的工作压差不低于 70 MPa 即可。

4 现场应用

在蓬莱气区, PT109 井灯二段目的层埋深约 6 000 m, 目的层钻进期间未发生井漏。钻杆射孔后下入 88.9 mm 油管+73.02 mm 油管, 带 APR 测试工具、井下开关阀、完井封隔器和滑套, 酸化测试获得工业气流, 清水压井后操作井下开关阀井下关井, 无压井液漏失。起出井内 APR 测试工具后, 重新下入带井下安全阀的回插管柱, 完井投产。

PS9、PS10、PS11 等 3 口井, 目的层埋深超过 6 800 m, 钻进期间均未出现井漏。在密度 1.20 ~ 1.65 g/cm³ 压井液中钻杆射孔, 然后下入 88.9 mm+73.02 mm 复合油管带完井封隔器和滑套, 其中井下关井阀下深 6 600~7 100 m, 对目的层进行机械分段酸化, 酸化规模 700~1 200 m³, 施工排量 3.0~6.2 m³/min, 施工泵压 90~124 MPa, 酸化后排液测试, 均获得工业气流, 试油结束后直接实施井下关井, 无压井液漏失。之后从井下开关阀处实施丢手, 起出上部带 APR 测试工具的管柱, 另下管柱注塞封闭后转层上试。

相较于使用常规工艺试油的邻井, 测试后压井液漏失量减少 178~320 m³。从测试后压井到起出测试管柱平均用时 6.4 d, 较常规工艺平均用时 10.63 d 减少 4.23 d。

5 结论

(1) 对蓬莱气区灯影组试油后压井井漏原因分析表明, 储层缝洞发育、高强度酸化改造是导致井漏严重的主要因素, 其中后者起主导作用; 压井井漏可能导致环空加压开 RDS 阀时挤毁油管, 同时增大了后期作业的井控风险。

(2) 通过提升油管强度、优化压井工艺和采用试油封堵一体化管柱来消除前述风险。对于大部分采用机械坐封式测试封隔器的试油井而言, 压井工艺由环空加压开 RDS 阀改变为投球开 DB 阀循环压井适用性最佳; 而对于下入完井封隔器试油的井, 采用试油封堵一体化管柱则能最大程度降低压井漏失。

(3) 对于缝洞型储层, 在不影响地质要求的前提下, 适当降低储层改造用酸强度, 不仅有利于降低试油作业成本, 还减少了压井井漏带来的地层伤

害、井浆损失、井下复杂和井控风险。下入完井封隔器试油的井, 下入试油封堵一体化管柱可以避免井漏, 同时快速转层上试。

致谢:感谢西南油气田勘探事业部和川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院同意本文公开发表。

参考文献

- [1] 张平. 裂缝孔洞型地层试油堵漏压井工艺探讨[J]. 钻采工艺, 2015, 38(3): 73-76.
ZHANG Ping. Oil testing kill technology used for fracture porosity reservoir[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(3): 73-76.
- [2] 陈广帅. 高石梯构造试油堵漏技术研究及现场应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2021, 41(24): 153-154.
CHEN Guangshuai. Research and field application of testing and leak plugging technology in Gaoshiti structure[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2021, 41(24): 153-154.
- [3] 许金江. 通南巴马路背构造带“规模缝网”气藏试气关键技术[J]. 油气井测试, 2023, 32(3): 31-36.
XU Jinjiang. A key gas testing technique for reservoirs with large-scale fracture network in Malubei tectonic zone, Tongnanba[J]. Well Testing, 2023, 32(3): 31-36.
- [4] 王洪广, 庞金海, 谷爱民, 等. 四川盆地二叠系茅口组海相缝洞型气藏试气关键技术[J]. 油气井测试, 2024, 33(3): 38-45.
WANG Hongguang, PANG Jinhai, GU Aimin, et al. Key technologies for gas testing in marine fractured-vuggy gas reservoirs of the Permian Maokou formation, Sichuan basin[J]. Well Testing, 2024, 33(3): 38-45.
- [5] 熊颖, 杨健, 江涛. 液体胶塞在低压易漏失含硫气井修井中的应用——以 Z-7 井为例[J]. 石油与天然气化工, 2021, 50(2): 67-71.
XIONG Ying, YANG Jian, JIANG Tao. Application of liquid resin plug in workover of low-pressure and lost-circulation sulfur-bearing gas wells: a case study on well Z-7[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2021, 50(2): 67-71.
- [6] 侯绪田, 莫跃龙. 塔河油田深井碳酸盐岩储层欠平衡钻井技术难点与对策[J]. 石油钻探技术, 2005, (5): 80-82.
HOU Xutian, MO Yuelong. Challenges and solutions of underbalanced drilling in carbonate reservoirs in Tahe oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, (5): 80-82.
- [7] 闫丰明, 康毅力, 孙凯, 等. 裂缝-孔洞型碳酸盐岩储层暂堵性堵漏机理研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(2): 81-85.
YAN Fengming, KANG Yili, SUN Kai, et al. Mechanism of temporary sealing for fractured-vuggy carbonate reservoir[J].

- Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39 (2): 81-85.
- [8] 朱方辉,李明星,贺炳成,等. 碳酸盐岩储层压井液漏失影响因素研究[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(4): 522-528.
- ZHU Fanghui, LI Mingxing, HE Bingcheng, et al. Factors affecting loss of kill mud used in carbonate rock reservoirs [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(4): 522-528.
- [9] 张本健,马华灵,李文正,等. 四川盆地蓬莱气区灯二段储集层特征及主控因素[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(11): 1899-1915.
- ZHANG Benjian, MA Hualing, LI Wenzheng, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors in the second member of the Dengying formation in the Penglai gas field, Sichuan basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(11): 1899-1915.
- [10] 徐少立,马奎,杨强,等. 四川盆地蓬莱气区震旦系灯影组二段储层特征及其控制因素[J]. 特种油气藏, 2024, 31(02): 47-56.
- XU Shaoli, MA Kui, YANG Qiang, et al. Reservoir characteristics of the second member of Sinian Dengying formation in Penglai gas area of Sichuan basin and their controlling factors [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(2): 47-56.
- [11] 梁锋,谭兵,王立恩,等. 川中古隆起蓬莱气区上震旦统灯影组二段白云岩储集层特征及优质储层形成主控因素[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(10): 1816-1832.
- LIANG Feng, TAN Bing, WANG Li'en, et al. Characteristics and main controlling factors of dolomite reservoir in the second member of upper Sinian Dengying formation, Penglai gas area, central Sichuan paleo-uplift [J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(10): 1816-1832.
- [12] 韩慧芬,桑宇,杨建. 四川盆地震旦系灯影组储层改造实验与应用[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 81-88.
- HAN Huifen, SANG Yu, YANG Jian. Experimental study and application of stimulation technologies for Sinian Dengying formation reservoir in the Sichuan basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 81-88.
- [13] 孙川,刘友权,杨志均,等. 四川盆地高磨地区灯影组转向酸类型选择研究及应用[J]. 石油与天然气化工, 2019, 48(2): 70-74.
- SUN Chuan, LIU Youquan, YANG Zhijun, et al. Research of steering acid type selection and its application in Gao-Mo block Dengying formation of Sichuan basin [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2019, 48(2): 70-74.
- [14] 戴强,吴怡,陶俊亦. 高石梯构造灯影组气藏试油完井技术进展[C]//中国石油学会天然气专业委员会,四川省石油学会. 2016年全国天然气学术年会论文集. 川庆钻探工程有限公司钻采院, 2016: 1807-1816.
- DAI Qiang, WU Yi, TAO Junyi. Well-test and completion technical progress for Dengying reservoir in Gaoshiti structure [C]//Natural gas committee of chinese petroleum society, Sichuan petroleum institute. proceedings of the 2016 National Natural Gas Academic Annual Conference. CCDC Drilling & Production Engineering Technology Research Institute, 2016: 1807-1816.
- [15] 孙海芳,刘飞,王志敏. 高温高压气井试油完井一体化工艺技术[J]. 钻采工艺, 2017, 40(4): 36-39.
- SUN Haifang, LIU Fei, WANG Zhimin. Integrated well testing-completion operation technology in HPHT gas wells [J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(4): 36-39.
- [16] 庞东晓,贾海,韩雄. 基于环空压力操作的试油完井一体化工具研制及应用[J]. 钻采工艺, 2019, 42(4): 80-83.
- PANG Dongxiao, JIA Hai, HAN Xiong. Development of annulus-pressure-operated integrated production-completion tool and field application [J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(4): 80-83.

编辑 邵振鹏

第一作者简介:戴强,男,1981年生,高级工程师,硕士,2007年毕业于西南石油大学油气田开发工程专业,现从事天然气井完井试油方面工程设计和研究工作。电话:13881027261, Email: daiqiang_ccde@cnpc.com.cn,通信地址:四川省成都市成华区华泰路42号,邮政编码:611052。