

塔里木油田高压气井 修井技术 **难点及对策**

TALIMU YOUTIAN GAOYA QIJING XIUJING JISHU NANDIAN JI DUICE

何银达 吴云才 胡 超 周理志 著

石油工业出版社

塔里木油田高压气井 修井技术难点及对策

何银达 吴云才 胡 超 周理志 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书介绍了塔里木油田因井完整性以及井筒堵塞问题而无法生产的高压气井的六个复产案例的修井技术及作业过程,包括高压气井不压井更换采气树技术、突发环空压力异常井压井控制及修井等,并在每个案例末尾总结了关于作业的一些思考,下一步的改进方向,具有较高的实用参考价值。

本书可供从事高压气井采气工程及井下作业的工程技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

塔里木油田高压气井修井技术难点及对策 / 何银达

等著. —北京: 石油工业出版社, 2018.7

ISBN 978-7-5183-2626-6

I. ①塔… II. ①何… III. ①塔里木盆地-油气井-修井作业-案例-汇编 IV. ①TE25

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2018)第 105482 号

出版发行: 石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: www.petropub.com

编辑部: (010) 64523710 图书营销中心: (010) 64523633

经 销: 全国新华书店

印 刷: 北京中石油彩色印刷有限责任公司

2018 年 7 月第 1 版 2018 年 7 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本: 1/16 印张: 13

字数: 320 千字

定价: 80.00 元

(如发现印装质量问题, 我社图书营销中心负责调换)

版权所有, 翻印必究

《塔里木油田高压气井修井技术难点及对策》

编 写 组

组 长：何银达

副 组 长：吴云才 胡 超 周理志

编写人员：党永彬 秦德友 易 飞 赵 鹏 何川江

钟博文 向文刚 张玫浩 周忠明 罗 超

梁从富 杨 珂 修云明 韦兴容 王 智

陆爱玲 曾 努 王胜雷 方 伟 付 江

徐乐乐 闫建业 吴镇江 王 磊 杨忠武

徐 箭 范明国

序

塔里木油田库车前陆冲断带天然气藏具有埋藏深($>4000\text{m}$)、地层压力高($>103\text{MPa}$)、温度高($>130^{\circ}\text{C}$)的特点,天然气井属于典型的高温高压气井。

高压气井在生产过程中遇到了以下几种问题:(1)井完整性问题,A、B、C环空压力异常,危及生产安全;(2)高压气井出砂,造成井筒内堵塞无法生产;(3)动态监测时电缆、钢丝断脱,长期生产过程中造成井筒堵塞。甚至以上几种情况并存使得井筒情况更加复杂,修井复产工作面临巨大的挑战。

近些年来,通过成功治理多口高压气井,总结了相关治理经验,主要包括高压气井套管找漏堵漏作业、高压气井连续油管冲砂作业、高压气井油管断路及堵塞压井作业、高压气井带压更换采油树作业、高压气井小油管带压作业、高压气井油管堵塞作业,汇编了《塔里木油田高压气井修井技术难点及对策》,本案例汇编是从事高压气井生产修复的现场工程技术人员的实际工作案例,希冀能够与业界专家分享经验。如果有读者从中取得些许收获,将是我们莫大的欣慰。

李汝勇

2017.11

前言

塔里木油田是我国重要的油气开发区，生产井、开发井较多，在产量供给上承担了重要的任务。随着深井、高压气井的长时间生产，加上地质情况的变化，出现井下复杂和异常井，单井隐患的成功治理，是保供生产任务的前提。近年来，塔里木油田通过不断地摸索、创新，针对复杂井、问题井进行了技术攻关，积累了许多经验，我们将其中具有普遍性、特殊性的案例进行整理，形成了《塔里木油田高压气井修井技术难点及对策》一书。

本书主要介绍了因井完整性以及井筒堵塞问题而无法生产的高压气井的复产案例，其中包括了高压气井不压井更换采气树技术在塔里木高压气井现场作业中的形成、发展和成熟的过程；包括了突发环空压力异常井压井控制技术及其修井作业过程；包括了因井内生产管柱完整性存在问题，且堵塞严重而采取的“连续油管+酸化作业”措施达到复产目的的案例；包括了上部油管断脱、底部油管堵塞的控压节流压井技术及其修井过程。

本书由何银达主编，吴云才、胡超、周理志担任副主编。全书由6个相对独立的修井、复产案例组成。每个案例详细介绍了问题井的背景情况、治理思路及现场情况，同时在案例的末尾总结了在修井施工过程中的一些思考、关键技术及带来的效益。本书可供从事采气工程以及井下作业技术人员阅读参考。由于作者都是从事一线生产的工程技术人员，全书以实际应用为主。恳切希望本书能为从事高压气井开发的技术人员提供一些高压气井修井现场作业参考。

目录

CONTENTS

案例一 高压气井套管找漏堵漏作业	1
1 作业背景	1
2 修井作业方案	9
3 作业工序及要求	14
4 作业风险提示及削减措施	17
5 作业情况	18
6 技术总结和认识	40
7 取得的效益	47
附件：XX2-22 井管柱配置及力学学校核报告	48
案例二 高压气井连续油管冲砂作业	54
1 作业背景	54
2 修井作业方案	61
3 作业工序及要求	74
4 作业风险提示及削减措施	77
5 作业情况	79
6 技术总结和认识	88
7 取得的效益	88
案例三 高压气井油管断路及堵塞压井作业	89
1 作业背景	89
2 作业方案	95
3 作业工序和要求	98

4 作业风险提示	101
5 作业情况	101
6 技术总结与认识	108
7 取得的效益	114
案例四 高压气井带压更换采气树作业	115
1 作业背景	115
2 带压更换采气树技术在 XX205 井的应用	116
3 带压换装采气树在 XXX23-1-22 井的应用	127
4 带压换采气树在 XXX23-1-12 井的应用	138
5 技术总结与认识	140
案例五 高压气井小油管带压作业	142
1 作业背景	142
2 小油管带压作业	149
3 作业情况	154
4 技术总结与认识	163
5 取得的效益	166
案例六 高压气井油管堵塞作业	167
1 作业背景	167
2 钻机更换管柱作业	171
3 技术总结与认识	196
4 取得的效益	197

案例一 高压气井套管找漏堵漏作业

1 作业背景

XX2-22 井于 2009 年 9 月 17 日开井投产,日产天然气 $50 \times 10^4 \text{m}^3$,凝析油 51t,油压 85MPa,生产情况稳定。2009 年 10 月调产至 $86 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,油压小幅波动下降至 80MPa,并有下降速度加快的趋势。2010 年装置检修后开井,日产天然气 $80 \times 10^4 \text{m}^3$,凝析油 66t,油压 68MPa,油压波动下降速度加快,最高时日产天然气超过 $100 \times 10^4 \text{m}^3$,油压波动最低降至 25MPa。2013 年,日产天然气降至 $40 \times 10^4 \text{m}^3$,油压出现剧烈波动。2014 年 5 月 16 日,油压陡降至 11MPa,活动油嘴无效,关井恢复油压至 71MPa,开井并下调开度配产 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,油压下降速度仍然较快,2014 年 11 月 30 日,油压在油嘴开度不变的情况下,以更快的速度下降,并在后期出现波动。2015 年 4 月 13 日,将该井倒入计量流程核实产量,因出砂较为严重,导致计量管线砂堵而关井,详细情况见该井采气曲线(图 1.1)。

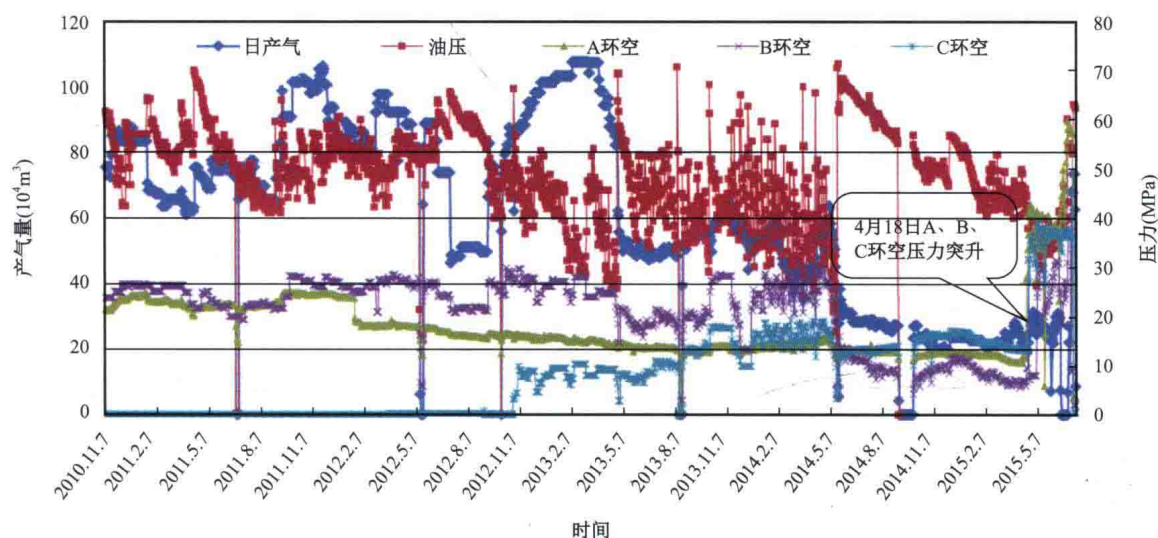


图 1.1 XX2-22 井采气曲线

2015 年 4 月 18 日,关井检修,发现 A 环空压力、B 环空压力、C 环空压力均快速上涨,A 环空压力最高涨至 67.5MPa,B 环空压力最高涨至 49.46MPa,C 环空压力最高涨至 58.35MPa (图 1.2),开井后进行环空放压,B 环空、C 环空放压过程中均放出可燃天然气,油压 A 环空压力、C 环空压力基本一致(均在 38MPa 左右),造成现场无法关井,而生产流程又因该井出

砂频繁堵塞,形成了既不能关井,又不能正常生产的危险局面。

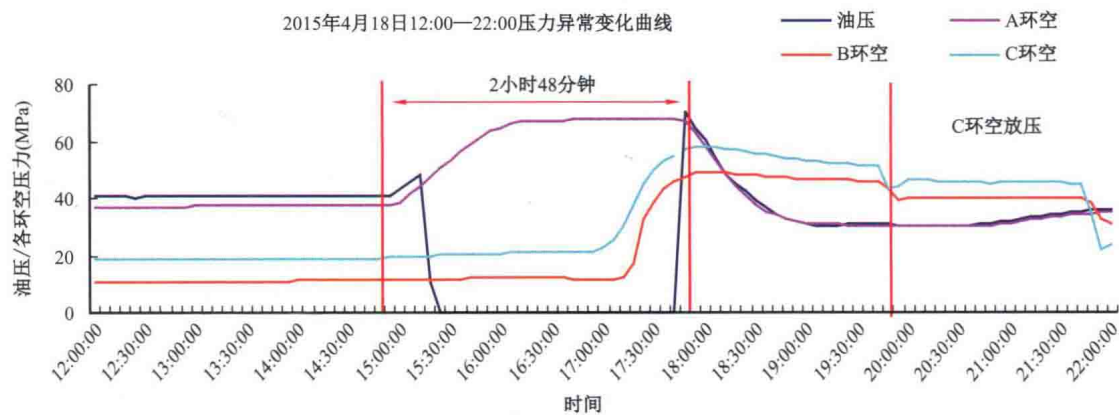


图 1.2 XX2-22 井压力异常变化曲线

根据该井环空压力异常后开展的分析及现场测试,得出如下结论:

(1) 通过分别卸开 7in、9⁵/₈in、13³/₈in 套管主副密封的试压堵头判断其密封性能,判断 7in、9⁵/₈in 套管主副密封密封有效、13³/₈in 主密封密封有效(副密封未测试),如图 1.3—图 1.6 所示。



图 1.3 XX2-22 井 7in 套管副密封检查



图 1.4 XX2-22 井 7in 套管主密封检查

(2) 2015 年 4 月 19 日,对 B 环空进行放压,先放出 2L 固体杂质,接着放出 4L 液体,最后放出可燃气体;B 环空放压至 6.06MPa 后关闭,压力稳定, B 环空放压过程中 C 环空压力基本不变,证实 B 环空压力源较小或环空不畅通。

卸松 $9\frac{5}{8}$ in套管主密封试压孔，液压油喷出后，无气体喷出，判断主密封密封有效。

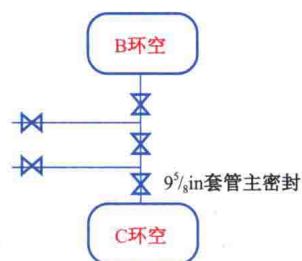


图 1.5 XX2-22 井 $9\frac{5}{8}$ in 套管主密封检查

卸松 $13\frac{3}{8}$ in套管主密封试压孔，液压油喷出后，无气体喷出，判断主密封密封有效。

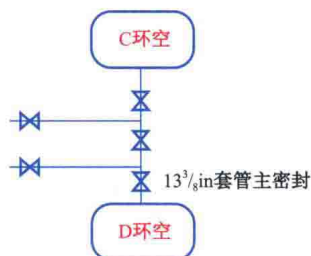


图 1.6 XX2-22 井 $13\frac{3}{8}$ in 套管密封性检查

(3) 2015 年 5 月 16 日，对 A 环空注环空保护液，累计注入环空保护液 42m^3 ，在地面生产管线取样口处持续取液样，发现绿色液体，与补入的环空保护液一致，确认环空保护液进入油管内。

(4) 2015 年 6 月 19 日，采用两台泵车对 A 环空反挤清水 75m^3 ，对油管正挤清水 35m^3 ，待油套稳定后对油管正挤密度为 1.1g/cm^3 的污水 15m^3 ，对 A 环空反挤污水 55m^3 ，最后油套合注污水 10m^3 。挤压井后 C 环空压力稳定一段时间，伴随 A 环空压力上升，C 环空压力出现拐点迅速上升，C 环空在压井过程中放出污水，证实 A 环空与 C 环空沟通性良好。

另外，该井在生产过程中油压和产量波动较大，单井出砂严重，取井口不同位置砂样(图 1.7、图 1.8)进行分析，分析结果见表 1.1。

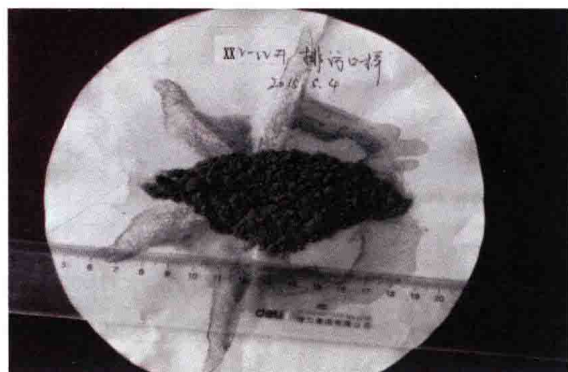


图 1.7 XX2-22 井排污节流阀阀座砂样



图 1.8 XX2-22 井一级油嘴砂样

表 1.1 XX2-22 井砂样分析统计表

取样日期	取样位置	分析结果
2014.5.20	井口“U”形弯管	油、水、颗粒物混杂,经滤水、晾干,沉淀物为细小的石英(为主)、长石(少)、硬石膏(少)、铁屑等颗粒及泥质。粒径为 0.01~0.25mm。铁屑呈黑色,金属光泽,反射光为铁黑色,被磁铁吸附
2014.5.26	井口“U”形弯管	油、水、颗粒物混杂,经滤水、晾干,沉淀物为细小的石英(为主)、长石(少)、铁屑等颗粒及泥质。粒径为 0.01~0.25mm。铁屑呈黑色,金属光泽,反射光为铁黑色,被磁铁吸附
2014.5.18	油嘴	磨制的薄片中见石英颗粒、长石颗粒及粉砂岩岩屑、褐色泥岩的岩屑、晶粒状方解石斑块及铁屑。砂粒大小不等,粒径为 0.1~1.8mm
2015.5.3	油嘴	现场所取砂岩未进行化验分析,肉眼可见 3~5mm 砂样

该井油压及各级环空压力异常,无法实施长期安全关井,加之地层出砂严重,开井时井口节流阀频繁被堵塞,致使该井出现既不能开井正常生产,也不能长期安全关井的矛盾处境。若通过采用地面点火放喷进行作业,会造成资源严重浪费,且容易污染环境,最终也不能彻底解决该井的危险状况。为降低该井井控风险,实现安全关井,针对该井首次提出实施压井控制关井技术,即通过利用泵车分别从油管、套管泵入压井液半压井,最终实现安全关井目的,为组织修井作业争取了时间。

2015 年 6 月 13 日起,对 XX2-22 井实施压井控制关井作业,施工过程如下:

先向 A 环空挤密度为 1.4g/cm³ 的有机盐 50m³,后向油管内挤清水 45m³,排量 0.8~1.0m³/min,最高泵压 63MPa。压井前:生产油压 40.3MPa, A 环空压力 40.3MPa, B 环空压力 26.4MPa, C 环空压力 37.1MPa。压井后:关井油压 39.0MPa, A 环空压力 34.9MPa, B 环空压力 23.1MPa, C 环空压力 36.5MPa。为了降低作业成本,决定采用密度为 1.1g/cm³ 的污水继续半压井,2015 年 6 月 19 日先对 A 环空反挤清水 75m³,后对油管正挤清水 35m³,待油套稳定,对油管正挤污水 15m³,对 A 环空反挤污水 55m³,最后油套合注污水 10m³,排量 1.0~1.3m³/min,最高泵压 68MPa。补压前:油压 45.1MPa, A 环空压力 45.0MPa, B 环空压力 26.6MPa, C 环空压力 39.5MPa;压井后:油压 34.6MPa, A 环空压力 32.4MPa, B 环空压力 26.2MPa, C 环空压力 37.8MPa。至修井作业前共挤压井 13 次,最终实现安全关井 53.75 天,减少天然气放空 2990 × 10⁴ m³,减少原油排放 2596t。

1.1 基础资料

该井为异常高压气井,预测地层压力 88.19MPa,折算压力系数为 1.84。

1.1.1 井身结构及套管数据

XX2-22 井设计井深 5190.00m,完钻井深 5242.00m,人工井底 5226.00m。井身结构为:508.00mm 套管下深为 0~208.30m;339.72mm 套管下深为 0~3948.38m;244.48mm 套管下深为 0~2979.74m;250.83mm 套管下深为 2979.74~4787.73m;177.80mm 套管下深为 0~4618.81m,4618.81~5240.00m。XX2-22 井井身结构如图 1.9 所示、套管数据见表 1.2。

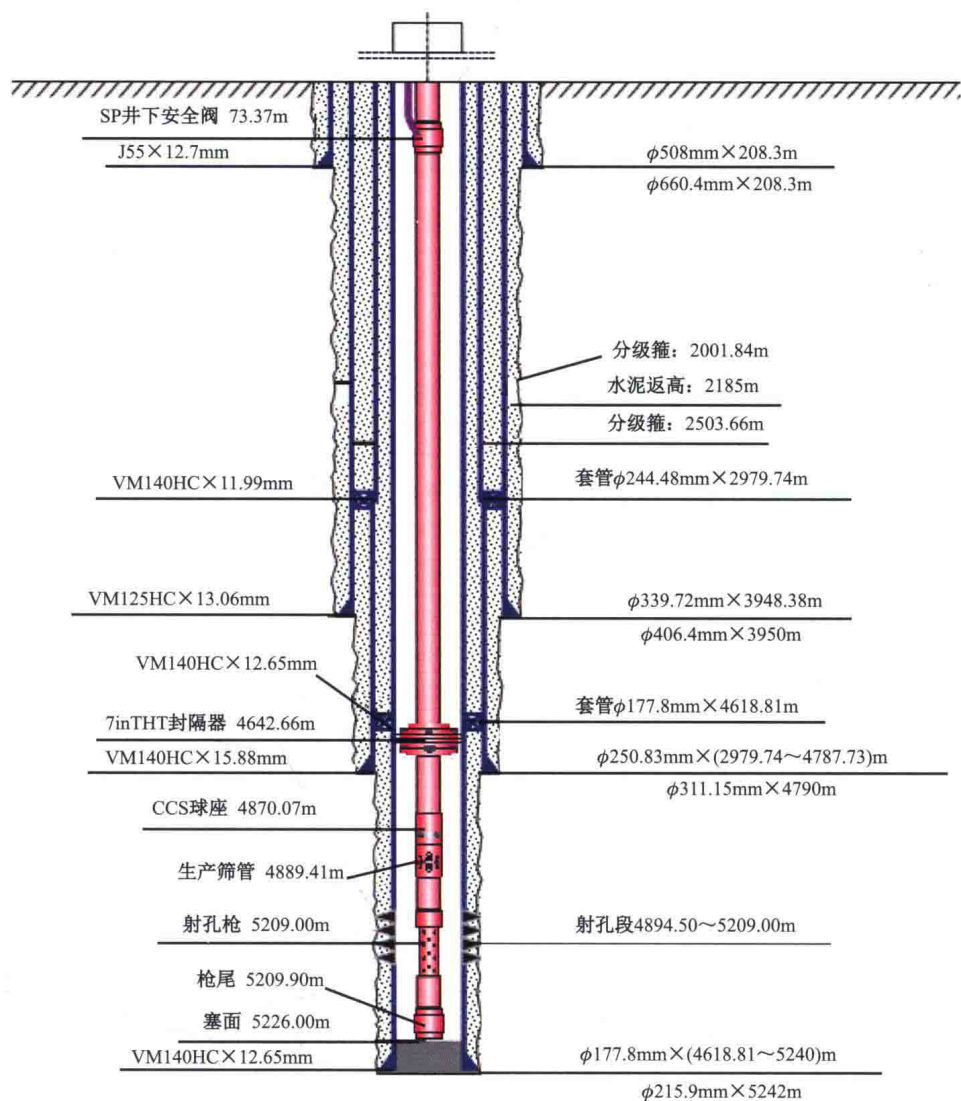


图 1.9 XX2-22 井井身结构图

表 1.2 XX2-22 井套管数据

层次	下入井段(m)		外径 (mm)	钢级	壁厚 (mm)	段长 (m)	抗拉 (kN)	抗内压 (MPa)	抗外挤 (MPa)
	自	至							
1	0	208.30	508.00	J55	12.70	208.30	7495.00	15.97	5.29
2	0	3948.38	339.70	VM125HC	13.06	3948.38	11548.00	58.00	19.90
3	0	2979.74	244.48	VM140HC	11.99	2979.74	8454.00	82.20	53.90
4	2979.74	4787.73	250.80	VM140HC	15.88	1807.99	11311.00	106.90	97.90
5	0	4618.41	177.80	VM140HC	12.65	4618.41	6340.00	120.00	107.00
6	4618.41	5240.00	177.80	VM140HC	12.65	621.59	6340.00	120.00	107.00

1.1.2 井内管柱

作业前井内管柱情况(自上而下):油管挂+双公短节+3¹/₂in×7.34mm S13Cr110 FOX 油管+3¹/₂in×7.34mm S13Cr110 调整短油管+上提升短节+上流动接箍+3¹/₂in SP 井下安全阀(内径 65.08mm)+下流动接箍+变扣接头+3¹/₂in×7.34mm S13Cr110BEAR 油管+变扣接头+3¹/₂in×6.45mm S13Cr110FOX 油管+上提升短节+7inTHT 封隔器+磨铣延伸管+短油管+下提升短节+3¹/₂in×6.45mm S13Cr110 油管 21 根+校深短节+3¹/₂in×6.45mm S13Cr110 油管 2 根+CCS 球座+88.9mm× 生产筛管 2 根+带十字叉变扣+减振器+上延时起爆器+安全枪+射孔枪+下延时起爆器+枪尾,射孔枪串总长 320m,详细情况如图 1.10 所示。

管柱结构	名称	内径 (mm)	外径 (mm)	上扣扣型	下扣扣型	数量 (根)	长度 (m)	下入深度 (m)
	油管挂	74.00	273.00		3 ¹ / ₂ inFOX B	1	0.34	8.16
	双公短节	74.22	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX P	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	0.85	9.01
	油管	74.22	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	6	58.14	67.15
	调整短油管	74.22	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	1.03	68.18
	上提升短节	74.22	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	1.53	69.71
	上流动接箍	73.15	105.41	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	1.75	71.46
	SP井下安全阀	65.08	148.84	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	1.91	73.37
	下流动接箍	73.15	105.41	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	1.75	75.12
	变扣接头	74.22	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inBEAR P	1	0.94	76.06
	油管	74.22	88.90	3 ¹ / ₂ inBEAR B	3 ¹ / ₂ inBEAR P	194	1872.96	1949.02
	变扣接头	74.22	88.90	3 ¹ / ₂ inBEAR B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	0.94	1949.96
	油管	74.00	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	278	2689.34	4639.3
	上提升短节	76.00	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	1.02	4640.32
	7inTHT封隔器	74.46	138.89	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	0.54 1.80	4640.86 4642.66
	磨铣延伸管	71.63	102.00	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX B	1	0.31	4642.97
	短油管	74.22	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	1.42	4644.39
	下提升短节	76.00	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	1.03	4645.42
	油管	76.00	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	21	203.19	4848.61
	校深短节	76.00	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	1.53	4850.14
	油管	76.00	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	2	19.35	4869.49
	CCS球座	61.00 72.20	136.14	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	1	0.58	4870.07
	生产筛管	76.00	88.90	3 ¹ / ₂ inFOX B	3 ¹ / ₂ inFOX P	2	19.34	4889.41
	带十字叉变扣	62.00	114.00	3 ¹ / ₂ inFOX B	2 ⁷ / ₈ inFOX P	1	0.88	4890.29
	减振器	48.00	102.00	2 ⁷ / ₈ inEUE B	2 ⁷ / ₈ inEUE P	2	2.20	4892.49
	上延时起爆器		93.00	2 ⁷ / ₈ inEUE B	枪扣	1	0.55	4893.04
	安全枪		127.00	枪扣	枪扣	1	1.46	4894.5
	射孔枪		127.00	枪扣	枪扣	79	314.50	5209
	下延时起爆器		93.00	枪扣	枪扣	1	0.75	5209.75
	枪尾		93.00	枪扣	枪扣	1	0.15	5209.9

图 1.10 XX2-22 井井内管柱示意图

1.1.3 油层测井解释数据、固井数据及射孔数据

XX2-22 井生产层位为古近系(E),生产层段 4894.5~5209.0m,射孔段 126.5m/20 层(跨度 314.5m),测井解释成果数据及射孔数据见表 1.3,套管固井质量评价见表 1.4。

表 1.3 XX2-22 井测井解释成果及射孔段数据表

分段	层位	层号	井段(m)	厚度(m)	孔隙度(%)	含油饱和度(%)	泥质含量(%)	测井解释	备注
直井段	E ₂₋₃ s ¹	1	4894.5~4898.0	3.5	9.0	65		气层	
		2	4906.5~4908.5	2.0	9.5	62		气层	
		3	4909.5~4914.5	5.0	9.5	58		气层	
		4	4916.5~4917.5	1.0	6.4	57		差气层	
		5	4919.5~4934.5	15.0	12.0	59		气层	
		6	4946.5~4948.5	2.0	9.2	66		气层	
		7	4950.5~4953.0	2.5	10.8	62		气层	
		8	4972.0~4974.0	2.0	11.0	61		气层	
		9	4974.0~4983.5	9.5	4.5			干层	
	E ₂₋₃ s ²	10	4986.5~4987.0	0.5	6.7	60		差气层	
		11	4991.5~4993.0	1.5	10.0	63		气层	
		12	4997.5~4999.0	1.5	9.7	63		气层	
		13	5021.5~5024.5	3.0	7.3	60		差气层	
		14	5034.0~5036.0	2.0	8.3	63		气层	
		15	5037.0~5038.5	1.5	7.8	60		差气层	
		16	5041.0~5042.5	1.5	3.0			干层	
		17	5045.0~5046.0	1.0	7.3	62		差气层	
		18	5050.5~5056.0	5.5	9.5	61		气层	
		19	5062.5~5065.0	2.5	9.1	57		气层	
		20	5068.5~5075.5	7.0	15.0	66		气层	
	E ₂₋₃ s ³	21	5076.5~5094.5	18.0	11.0	68		气层	
		22	5102.0~5104.5	2.5	6.7	65		差气层	
		23	5107.0~5108.5	1.5	7.6	66		差气层	
	E ₁₋₂ km ²	24	5154.0~5157.0	3.0	4.0			干层	
		25	5157.0~5159.5	2.5	7.6	56		差气层	
		26	5160.0~5165.0	5.0	3.9			干层	
		27	5176.0~5179.5	3.5	4.0			干层	
		28	5180.5~5184.5	4.0	6.5	56		差气层	
		29	5188.0~5189.5	1.5	5.5			干层	
		30	5193.5~5198.0	4.5	7.7	65		差气层	
技术说明									

表 1.4 套管固井质量评价表

250.82mm+244.47mm 套管					
井段(m)	固井质量	井段(m)	固井质量	井段(m)	固井质量
33.0~244.0	差	860.0~876.0	好	4262.0~4276.0	中
244.0~249.0	中	876.0~881.0	中	4276.0~4300.0	好
249.0~334.0	差	881.0~987.0	好	4300.0~4376.0	中
334.0~340.0	好	987.0~992.0	差	4376.0~4405.0	好
340.0~359.0	差	992.0~1623.0	好	4405.0~4426.0	中
359.0~362.0	好	1623.0~1627.0	差	4426.0~4453.0	好
362.0~404.0	差	1627.0~2051.0	好	4453.0~4500.0	中
404.0~407.0	好	2051.0~2054.0	差	4500.0~4567.0	好
407.0~533.0	差	2054.0~2620.0	好	4567.0~4573.0	中
533.0~544.0	好	2620.0~2661.0	中	4573.0~4579.0	好
544.0~550.0	中	2661.0~2673.0	好	4579.0~4595.0	中
550.0~552.0	差	2673.0~2782.0	中	4595.0~4600.0	好
552.0~560.0	中	2782.0~2794.0	好	4600.0~4650.0	中
560.0~607.0	差	2794.0~2804.0	中	4650.0~4677.0	好
607.0~617.0	中	2804.0~4074.0	好	4677.0~4687.0	中
617.0~629.0	差	4074.0~4083.0	中	4687.0~4704.0	好
629.0~646.0	中	4083.0~4115.0	好	4704.0~4707.0	差
646.0~854.0	好	4115.0~4155.0	中	4707.0~4887.7	好
854.0~860.0	差	4155.0~4262.0	好	4887.7~4276.0	中
177.80mm 套管					
井段 (m)	固井质量	井段 (m)	固井质量	井段 (m)	固井质量
0~200.0	差	1130.0~1225.0	好	4650.0~4680.0	中
200.0~320.0	中	1225.0~2505.0	差	4680.0~4725.0	好
320.0~367.0	差	2505.0~2950.0	中	4725.0~4755.0	差
367.0~510.0	中	2950.0~3275.0	好	4755.0~4850.0	中
510.0~755.0	差	3275.0~3360.0	中	4850.0~4880.0	好
755.0~825.0	中	3360.0~3405.0	好	4880.0~5055.0	中
825.0~960.0	好	3405.0~3430.0	中	5055.0~5203.0	好
960.0~1020.0	中	3430.0~3925.0	好	5203.0~5214.0	中
1020.0~1085.0	好	3925.0~3955.0	中		
1085.0~1130.0	中	3955.0~4650.0	好		

1.1.4 流体性质

天然气中 CH₄ 含量为 88.5%~89.5%，平均为 89.1%；CO₂ 含量为 0.312%~0.353%，平均为 0.332%；气体相对密度为 0.6224~0.6334，平均为 0.6268，不含 H₂S。2013 年 9 月对地面凝析油进行取样分析得出，20℃时，该凝析油密度为 0.812g/cm³，黏度为 1.126mPa·s，含蜡 10.13%。2015 年 3 月取水样，测得平均密度为 1.0219g/cm³，pH 值为 7.15，氯离子含量为 9490mg/L，总矿化度为 23130mg/L，水型为 NaHCO₃，具体流体参数见表 1.5。

表 1.5 XX2-22 井流体物性参数表

古近系原油物性参数表							
取样日期	20℃密度 (g/cm ³)	50℃动力黏度 (mPa·s)	凝点 (℃)	含蜡量 (%)	胶质 (%)	沥青质 (%)	含硫 (%)
2013.09.23	0.8120	1.126	4.0	10.13	0.78	0.08	0.0584
2012.02.28	0.8170	1.259	8.0	7.00	0.14	0.05	
2011.09.03	0.8132	1.147	8.0	6.10			
古近系天然气物性参数表							
取样日期	甲烷 (%)	乙烷 (%)	氮气 (%)	二氧化碳 (%)	H ₂ S (mg/m ³)	相对密度	取样空气含量 (%)
2013.09.23	89.2	7.30	0.786	0.312	0	0.6280	1.22
2012.02.28	89.5	7.21	0.506	0.334	0	0.6263	1.11
2011.09.03	88.5	7.73	0.732	0.348	0	0.6334	0.71
古近系水样分析参数表							
取样日期	水密度 (g/cm ³)	pH 值	氯离子 (mg/L)	阴离子总量 (mg/L)	阳离子总量 (mg/L)	总矿化度	苏林分类
							水型
2015.03.06	1.0219	7.15	9490	102830	10290	23130	碳酸氢钠
2015.02.06	1.0055	6.37	5870	6400	4300	10700	碳酸氢钠
2014.11.22	1.0312	5.58	23500	23970	15220	39190	氯化钙

2 修井作业方案

2.1 整体思路

该井油套串通，套管存在漏点，且出砂严重。根据 A 环空补压情况，初步判断油管存在较大漏点，甚至断脱，预计漏点深度在 3600m 左右。A 环空、C 环空压力相关性明显，且油压、A 环空、C 环空压力基本一致，C 环空在压井过程中放出压井液（污水），证实 A 环空与 C 环