

引用: 田鸿照,苑秀发,李云云,等. 基于地质工程一体化的 CO₂ 泡沫压裂优化设计与实践: 以苏里格气田苏 X 区块为例 [J]. 中国石油勘探, 2023,28(5):126-134.
Tian Hongzhao, Yuan Xiufa, Li Yunyun, et al. Optimization design and practice of CO₂ foam fracturing with geology and engineering integration: a case study of Su X block in Sulige Gasfield[J]. China Petroleum Exploration, 2023,28(5):126-134.

基于地质工程一体化的 CO₂ 泡沫压裂优化设计与实践 ——以苏里格气田苏 X 区块为例

田鸿照¹ 苑秀发² 李云云³ 王玉柱³ 雒君³ 曹晓莉³ 赵国英¹
徐传龙¹ 吴则鑫¹ 朱会娟⁴

(1 中国石油集团长城钻探工程有限公司地质研究院; 2 中国石油集团长城钻探工程有限公司压裂公司; 3 中国石油玉门油田公司老君庙采油厂; 4 中国石油长庆油田公司第四采油厂)

摘要: CO₂ 泡沫压裂是提高致密砂岩气藏开发效果的有效手段。苏里格气田苏 X 区块中部为下一步稳产重要接替区, 相对于北部主产区, 其储层连续性、物性均较差, 可动水饱和度较高, 导致常规水基压裂气井水锁伤害现象严重、压裂液返排难度增大。以苏 X-A3 井为例, 基于 CO₂ 泡沫压裂地质工程一体化理念, 首先应用建模数模一体化, 研究储层物性、含气性与可动水分布等生产特征选井选层, 避水布井射孔; 其次应用地质压裂一体化, 研究储层物性与压裂工艺匹配性, 优化压裂液体系与压裂规模、泵注程序; 最后应用评估修正一体化, 根据返排试气试采资料, 评价压裂效果与工艺的适应性, 修正压裂前地质模型, 完成地质工程一体化技术闭环。研究结果表明: 地质工程一体化理念应用于 CO₂ 泡沫压裂优化设计, 能够更全面准确地认识储层品质与生产动态, 提高 CO₂ 泡沫压裂设计的针对性, 为 CO₂ 泡沫压裂效果提供保障。现场实践表明, 该方法较以往常规水基压裂设计更符合实际需求。

关键词: 地质工程一体化; CO₂ 泡沫压裂; 可动水饱和度; 致密砂岩气藏; 优化设计

中图分类号: TE19 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2023.05.011

Optimization design and practice of CO₂ foam fracturing with geology and engineering integration: a case study of Su X block in Sulige Gasfield

Tian Hongzhao¹, Yuan Xiufa², Li Yunyun³, Wang Yuzhu³, Luo Jun³, Cao Xiaoli³, Zhao Guoying¹,
Xu Chuanlong¹, Wu Zexin¹, Zhu Huijuan⁴

(1 Geological Research Institute of CNPC Greatwall Drilling Company; 2 Fracturing Service Company of CNPC Greatwall Drilling Company; 3 Laojunmiao Oil Production Plant, PetroChina Yumen Oilfield Company; 4 The Fourth Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company)

Abstract: CO₂ foam fracturing is an effective measure to improve the development result of tight sandstone gas reservoir. The central part of Su X block in Sulige Gasfield is a major replacement area for stable gas production in the near future. Compared with the main production area in the northern part, it is characterized by poor reservoir continuity and physical properties, high saturation of movable water, leading to severe water lock damage of gas wells when using conventional water-based fracturing, and increasing difficulty in fracturing fluid flowback. By taking Well Su X-A3 as an example, the concept of geology and engineering integrated CO₂ foam fracturing is innovatively practiced.

基金项目: 中国石油集团长城钻探工程有限公司科技项目“苏里格致密气老区剩余气评价及产能接替区开发技术研究”(GWDC202201-04(01))。

第一作者简介: 田鸿照 (1983-), 男, 河北保定人, 硕士, 2011年毕业于西南石油大学, 高级工程师, 现主要从事非常规油气藏数值模拟方面的研究工作。地址: 辽宁省盘锦市大洼区林丰路总部花园 A3-1 栋, 邮政编码: 124010。E-mail: hztian2008@sina.com

收稿日期: 2022-11-04; 修改日期: 2023-06-19

Firstly, the integration of geological modeling and numerical simulation is applied to analyze the production characteristic parameters such as reservoir physical properties, gas-bearing property and movable water distribution, so as to optimally select well location and perforation interval to avoid formation water damage; Secondly, the geology and fracturing integration is applied to analyze the matching between reservoir physical properties and fracturing technology, so as to optimize the fracturing fluid system, fracturing size and pumping program; Finally, by using the flowback, well test, and gas production data, the evaluation and correction integration is applied to assess the fracturing results and technological adaptability, correct the pre-fracturing geological model, and complete the closed loop of geology and engineering integration technology. The study results show that the application of the geology and engineering integration in the optimization design of CO₂ foam fracturing enables to more comprehensively and accurately understand the reservoir quality and production performance, improve the pertinence of CO₂ foam fracturing design, and provide guarantee for a better result by using CO₂ foam fracturing. Field practice shows that this method is more in line with the practical needs than the previous conventional water-based fracturing design.

Key words: geology and engineering integration, CO₂ foam fracturing, movable water saturation, tight sandstone gas reservoir, optimization design

0 引言

苏里格气田以“三低”著称,即“低压、低渗、低丰度”,在地质工程一体化理念指导下,实现了气田优质、高效开发^[1-3],苏X区块即是如此。但随着苏X区块北部主产区进入开发后期,作为产能接替的中部低品位区越来越受到重视,相比于主产区,低品位区的储层连续性、物性均较差,特别是可动水饱和度较高、气水关系也愈发复杂,水气比大于 $1.0 \times 10^{-4} \text{m}^3/\text{m}^3$ 的气井占比高达80%,部分常规水基压裂气井水锁伤害现象严重、压裂液返排难度增大,甚至难以投产成功,造成了巨大的经济损失。

相比常规水基压裂,CO₂泡沫压裂具有诸多优势^[4-6]:(1)有效补充低压储层的地层能量,地层中液体为酸性,可降低水敏、水锁、碱敏等储层伤害;

(2)发挥CO₂破岩优势(低阈值压力破岩),有利于形成复杂裂缝形态,增加有效改造体积;(3)泡沫压裂液具有较强的携砂能力,有利于产生具有高导流、低伤害的裂缝;(4)泡沫流体悬砂能力强,有利于裂缝纵向剖面的有效铺置与支撑;(5)大幅减少压裂用量,缓解后期水处理带来的环保压力;

(6)CO₂分子具有较强的吸附能力,可以置换储层中的天然气,有利于提高压裂后产能;(7)压裂后返排能力强,可实现快速返排,提高试采效率。此外,相对于CO₂准干法压裂及CO₂干法压裂,CO₂泡沫压裂还具有技术成熟、加砂效果好、施工风险小、成本较低的优势^[7-8]。

目前,CO₂泡沫压裂工艺技术的研究与应用主要集中在压裂液体系优化上^[9-11],而关于地质工程一体化的研究尚未见到相关文献报道。在中国油公司向绿色低碳转型的背景下^[12],将CO₂泡沫压裂技术集成到目前非常规油气藏的“工厂化”压裂及地质工程一体化规模效益开发中显得尤为必要,这就需要将基础地质研究、压裂液体系评价、压裂设计方法、配套

装备、压裂施工程序及压裂后技术管理作为一个整体进行优化设计,进而得到适用于目标区块储层的CO₂泡沫压裂液体系、压裂工艺参数、施工设备、施工工艺,在提高单井产能的同时,也为下一步形成规模效应、进一步降低作业成本奠定基础。

1 地质工程一体化设计思路与关键技术

1.1 设计思路

地质工程一体化理念一般遵循“逆向设计、正向实施”的原则^[13-16],首先,应用建模数模一体化技术开展基础地质研究,利用地震、测井、地质等数据建立目标井区精细三维地质模型,在进行生产历史拟合的基础上确定储层有效渗透率、孔隙度等物性参数,以及含气饱和度、可动水的分布特征,优化井位及射孔层位;其次,应用地质压裂一体化开展压裂工艺优化设计,研发清洁高效CO₂泡沫压裂液体系,结合岩石力学参数和地应力数据及相应的施工配套设备优化注入方式和注入参数,形成储层物性与压裂工艺相匹配的压裂施工程序,并优化压裂规模;最后,科学开展压裂后技术管理,根据返排试气试采资料,拟合反演得到基质渗透率、有效裂缝长度、导流能力等参数,客观评价压裂效果与工艺的适应性,并修正压裂前地质模型,形成技术闭环的地质工程一体化流程(图1)。

1.2 关键技术

1.2.1 以规避可动水为核心的布井选层策略

苏里格致密砂岩气藏可动水饱和度与储层产水特征具有很好的相关性^[17],而可动水饱和度等于原始含水饱和度减去束缚水饱和度;岩心分析数据表明,束缚水饱和度与孔隙结构指数 $(K/\phi)^{1/2}$ 相关性最好^[18-19],在Petrel地质模型中根据测井资料解释出的含水饱和度、孔隙度与渗透率计算出的束缚水饱



图1 地质工程一体化流程图

Fig.1 Flow chart of geology and engineering integration

和度，得出各网格点的可动水饱和度、含气饱和度；同时，根据数值模拟历史拟合后的地层压力场，可得出目标层位的泄气半径，最终标定出目标井区目标层位的剩余气富集程度。结合产能预测及经济评价，厘定可动水饱和度小于或等于18%为X区块中部低品

位区开发经济技术界限，并优先动用含气饱和度大于50%、可动水饱和度小于18%的储层（图2、图3）。该关键技术在于井位部署和射孔层位选择上实现了有效避水，不仅提高了单井产能，还有效降低了大量出水风险。

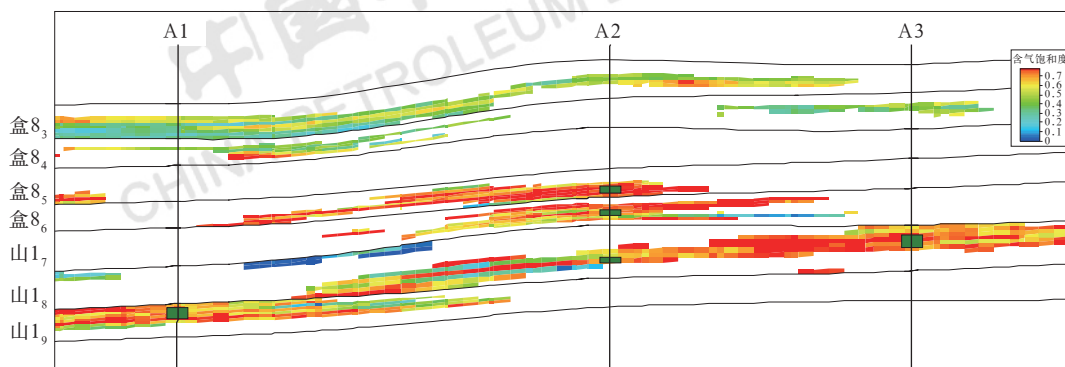


图2 X区块山西组一下石盒子组储层含气饱和度剖面图

Fig.2 Gas saturation profile of Shanxi Formation–Lower Shihezi Formation reservoir in Su X block

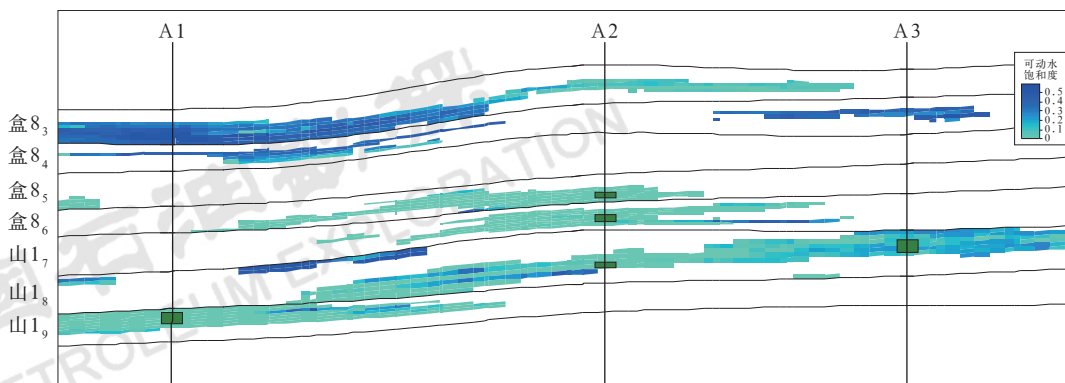


图3 X区块山西组一下石盒子组储层可动水饱和度剖面图

Fig.3 Movable water saturation profile of Shanxi Formation–Lower Shihezi Formation reservoir in Su X block

1.2.2 以五性评价为核心的泡沫压裂液体系

CO₂ 泡沫压裂液是由稠化剂、添加剂、起泡剂和 CO₂ 气体分散于液体中所组成的分散体系, 要达到降低储层伤害、增加地层返排能量、提高压裂改造效果的目的, 需要 CO₂ 泡沫压裂液具有较好的稳泡性能、耐温耐剪切性能、携砂性能、滤失性能和破胶性能^[20]。结合低品位区储层物性参数, 室内研发了清洁 CO₂ 泡沫压裂液配方, 其中基液: 0.4% 稠化剂 + 0.4% 起泡剂; 酸性交联剂: 交联比 100 : 0.5; 破胶剂: 胶囊破胶剂 + 过硫酸铵。技术指标为: 泡沫压裂液半衰期大于 2h; 泡沫质量 65%; 110℃、170s⁻¹ 剪切 90min 后表观黏度平均值为 394.7mPa·s (图 4); 30% 砂比、20~40 目支撑剂在泡沫压裂液中

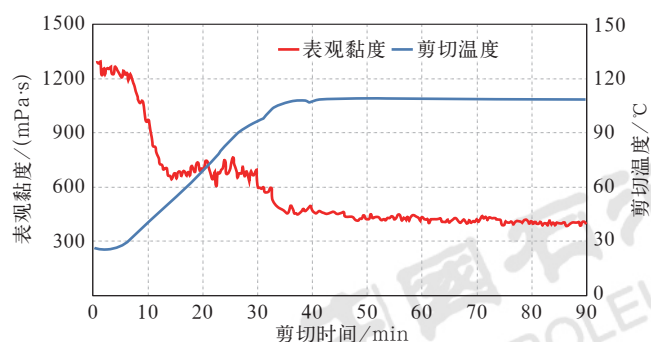


图 4 CO₂ 泡沫压裂液的耐温耐剪切性能实验测试曲线图

Fig.4 Curve of temperature and shear resistance of CO₂ foam fracturing fluid by experimental test

搅拌后室温下放置 24h 后无沉降; 80℃ 下滤失系数为 $3.07 \times 10^{-4} \text{m/min}^{1/2}$; 90℃ 泡沫压裂液中加入 0.015% 过硫酸铵, 1.5h 完全破胶无残渣, 破胶液界面张力为 1.91mN/m。清洁 CO₂ 泡沫压裂液具有稳定性强、抗剪切性能好、携砂性能好、滤失系数小、破胶液清澈透亮无残渣等优点。

1.2.3 以变泡沫质量为核心的压裂工艺

泡沫质量对压裂液的黏度、摩阻、携砂性能影响较大, 采用变泡沫质量的压裂设计有利于提高砂液比和增加施工规模^[21]。考虑到 A3 井地层压力系数在 0.86 左右, 为弱水敏性储层, 从增加地层的返排能量及降低井筒破胶液的密度等方面来考虑, 选择 20%~60% 的泡沫体积分数即可达到增能助排及自喷出压裂破胶液的目的。前置液阶段, 主要利用液态 CO₂ “强破岩、低伤害” 的特性, 通过提高 CO₂ 泡沫质量来提高酸性泡沫压裂液的造缝能力, 同时采用同粒径支撑剂段塞处理技术, 打磨裂缝壁面消除弯曲效应, 保证主裂缝起裂和延伸; 携砂液阶段, 主要利用冻胶 “高黏度、耐剪切” 的特性, 通过降低 CO₂ 泡沫质量来提高酸性泡沫压裂液的携砂能力, 满足了提高砂液比和 CO₂ 增能的目的, 保障了裂缝的有效支撑和施工的顺利进行 (表 1)。根据以上压裂液配方和压裂工艺, 应用 FracproPT 软件模拟获得 A3 井二维压裂支撑裂缝半长为 233.9m, 支撑缝高为 30.2m, 平均铺砂浓度为 19.12kg/m² (图 5)。

表 1 不同施工阶段 CO₂ 泡沫质量分数统计表

Table 1 Statistics of mass fraction of CO₂ foam in different construction stages

序号	施工阶段	总排量 / (m ³ · min ⁻¹)	总液量 / m ³	CO ₂ 泡沫阶段排量 / (m ³ · min ⁻¹)	CO ₂ 泡沫阶段液量 / m ³	CO ₂ 泡沫质量分数 / %
1	低替	0.3~1.5	15			
2	前置液	4.0	265	2.0~2.5	124	46.4
3	携砂液	1.5~4.4	237	1.0~1.9	56	23.6
4	顶替液	4.4	2			
合计			519		180	35.8

1.2.4 以温度场为核心的放喷返排时机

地层将要闭合而又未闭合的时间是压裂液放喷返排的最佳时机, 此时支撑剂具有足够的地层压实, 不会被返排的压裂液带出, 同时也不会因地层闭合后压力的扩散而造成压力损失^[22]。因此, 要充分考虑裂缝内部的温度变化和压裂液破胶速度二者的结合。应用 FracproPT 软件对压裂停泵后的储层温度场进行模拟计算, 图 6 为停泵时的温度场, 此时

压裂液在裂缝中运移距离达到缝长的三分之一, 末端已为原始静态储层温度; 图 7 为停泵 2h 的温度场, 此时地层基本上可全部恢复到油藏温度 (110℃), 而压裂液破胶性能实验中 90℃、1.5h 即可完全破胶。因此, 选择停泵 1.5~2h 开井放喷, 焖井时间满足了温度变化对压裂液黏度的要求, 压裂液破胶彻底, 对储层的伤害降到了最低, 达到了最佳的压裂效果。

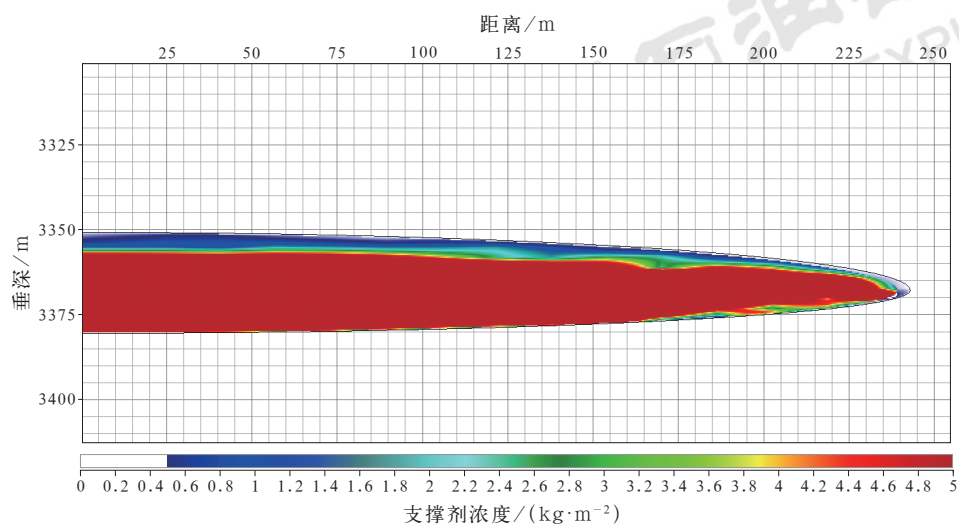


图 5 A3 井压裂裂缝支撑剂浓度剖面图

Fig.5 Proppant concentration profile in hydraulic fractures in Well A3

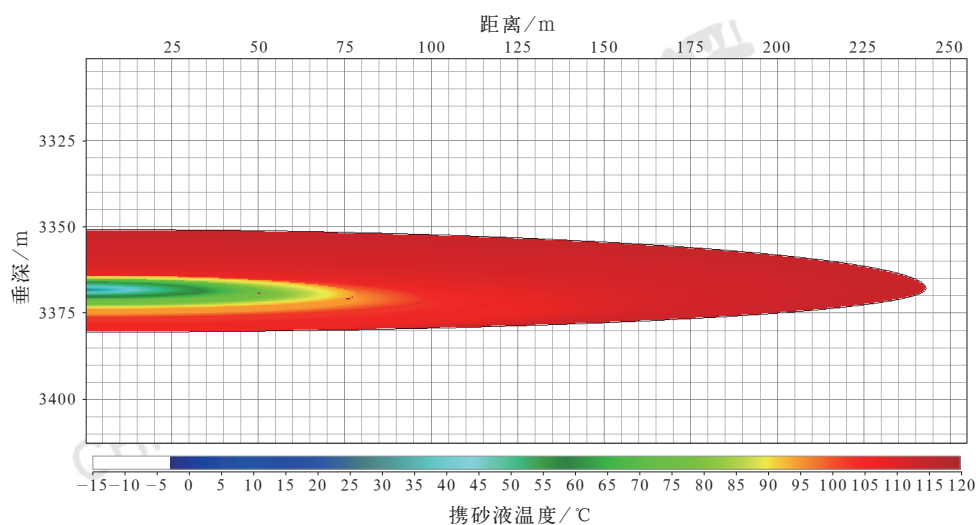


图 6 A3 井压裂裂缝携砂液温度场图 (停泵 0h)

Fig.6 Temperature field map of sand carrying fluids in hydraulic fractures in Well A3 (pump off duration 0 hr)

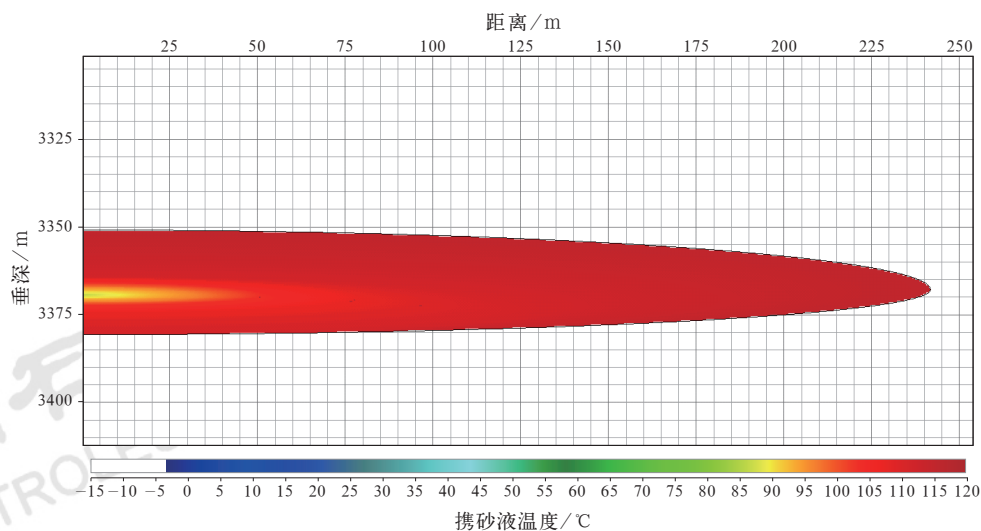


图 7 A3 井压裂裂缝携砂液温度场图 (停泵 2h)

Fig.7 Temperature field map of sand carrying fluids in hydraulic fractures in Well A3 (pump off duration 2 hrs)

1.2.5 以增压泵为核心的压裂设备

截至目前, 中国石油集团长城钻探公司、中国石油集团川庆钻探公司和中国石油长庆油田公司在苏里格气田已进行了数十口 CO₂ 泡沫压裂井的施工, 形成了较为成熟的 CO₂ 泡沫压裂施工工艺和完善的配套装备 (图 8)。CO₂ 泡沫压裂包括两套相对独立的施工流程设备^[23], 一套是水基压裂液的泵注设备, 与常规水力压裂相同, 稠化剂、起泡剂、交联剂等也由此设备注入; 另一套是液态 CO₂ 泵注设备, 主要包括 CO₂ 罐车、增压泵车、压裂泵车、仪表车及其他配套设备等,

其中的核心压裂设备为 CO₂ 增压泵车, 其主要作用是为压裂泵车提供大排量的液态 CO₂, 车上装配自动液位控制及气液分离装置, 能够实时排放气化的 CO₂, 防止 CO₂ 气体进入泵腔出现泵车抽空、进而导致施工中止; 增压泵车在保压和加压的同时, 还减少了压力波动和供液不足。两套系统分别将液态 CO₂ 和常规压裂液泵送到井筒。针对苏里格地区气井深度较大、摩阻增加、压裂施工泵压高等特点, 采用 $\phi 88.9\text{mm}$ 油管注入, 以降低施工泵压。压裂施工结束后需放空增压泵内的残余 CO₂, 焖井结束后经放喷管线排液。

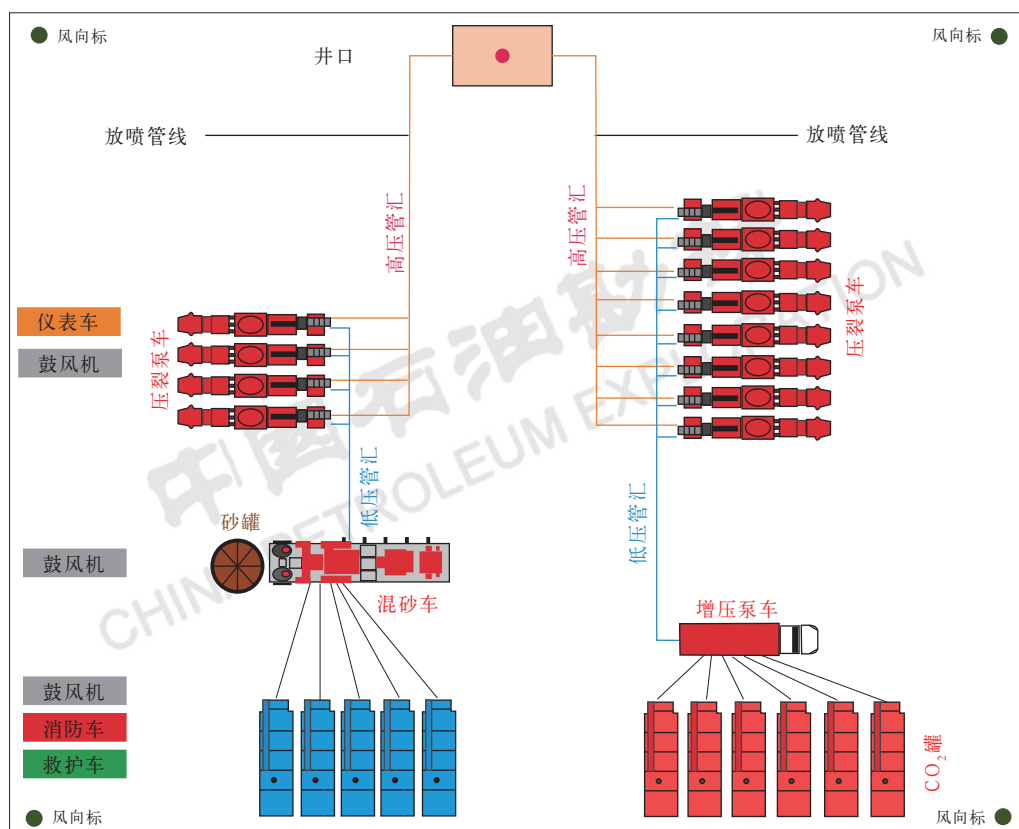


图 8 CO₂ 压裂设备标准化布置图

Fig.8 Standardized layout map of CO₂ fracturing equipment

2 现场实践及效果

2.1 单井地质情况

A3 井压裂改造层位为山₁ 小层, 气层中深为 3370m, 动用气层 + 含气层厚度为 8.4m, 平均孔隙度为 9.5%, 平均渗透率为 2.7mD, 平均含气饱和度为 67.7%, 平均可动水饱和度为 14.1%, 泥质含量为 9.2%, 预测地层压力为 28.6MPa, 储层温度为 110.4℃, 为典型的低孔低渗高可动水饱和度和气

藏。由于 A3 井的可动水饱和度明显高于 A1 井、A2 井, 为了降低储层伤害, 该井采用 CO₂ 泡沫压裂工艺, 减少用水量、实现储层低伤害压裂改造, 并通过 CO₂ 增加地层能量, 实现快速自喷排液, 提高单井产能。

2.2 压裂施工情况

A3 井在压裂施工进行到 92min 时开始泵入液态 CO₂, 175min 时开始加砂, 入井压裂液总量为 339m³, 液态 CO₂ 为 180m³, 加入 20~40 目中密

度陶粒 49m^3 ，压裂液排量为 $1.5\sim 4.4\text{m}^3/\text{min}$ ， CO_2 排量为 $1.0\sim 2.5\text{m}^3/\text{min}$ ，胶液砂比为 27.8%，混合砂比为 23.7%，最高泡沫质量分数为 60%，破裂压力为 24MPa，停泵压力为 35MPa。从施工曲线上看(图9)，前置液阶段泵车总排量为 $4.0\text{m}^3/\text{min}$ ，混砂液阶段泵车总排量为 $4.4\sim 5.5\text{m}^3/\text{min}$ ，顶替液阶段泵车总排量为 $4.4\text{m}^3/\text{min}$ ，总体上达到了设计要求。

该井停泵 2h 后开井自喷返排，开井套压为

25.5MPa，根据压力变化情况用针形阀控制逐渐放大放喷，10mm 油嘴火苗 $6\sim 8\text{m}$ ，开井 24h 返排率达到 50%，最终返排率为 86.7%，实际入井液量为 45.1m^3 ；而 A1 井和 A2 井采用常规水基压裂，入井液量约为 580m^3 、压裂后返排率为 50%~70%，实际入井液量为 $174\sim 290\text{m}^3$ 。 CO_2 泡沫压裂较水基压裂大幅减少了用水量、节约了水资源，返排率高出 10 个百分点以上，增压助排作用明显。

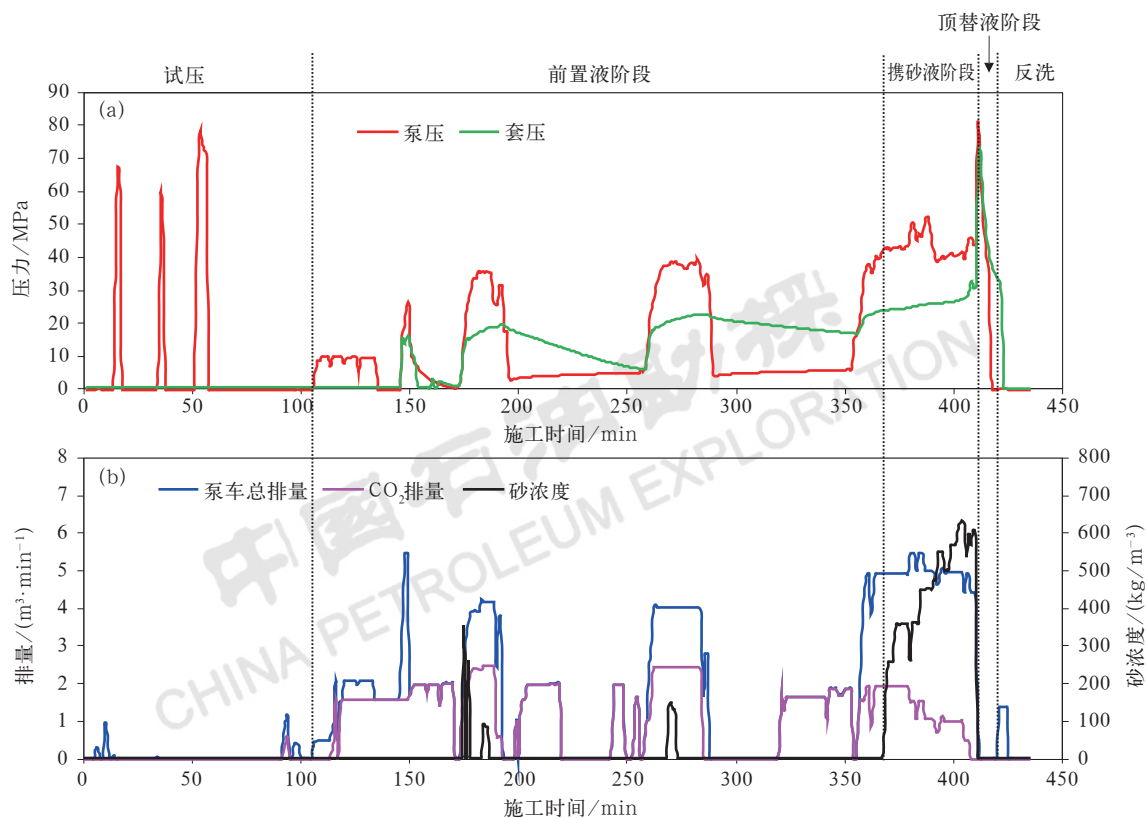


图9 A3井压裂施工曲线图

Fig.9 Fracturing operation curve of Well A3

2.3 生产效果分析

A3井在放喷结束10天后开井生产，初期套压为 20.5MPa、最高产气量为 $2.4\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，第一年末产气量仍维持在 $1.0\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 左右、产量递减率为 63%、单位产量压降为 $0.03\text{MPa}/10^4\text{m}^3$ (图10)。A3井的生产效果与储层地质参数相近、常规水基压裂的 A1 井进行对比(表2)，初期产量比 A1 井高 $0.8\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，第一年累计产气量比 A1 井高 $199\times 10^4\text{m}^3$ 。

为了对比 A1 井和 A3 井的 EUR、基质渗透率和动态裂缝，应用 Topaze 现代生产动态分析软件建立了两口井的均质、径向、裂缝有限导流、不渗透率边界等模型，从表2中看出，软件预测基质渗透率较

测井解释有效渗透率偏低，这与该区试井解释结果一致；动态等效裂缝半长也较 FracproPT 软件预测值偏小，这是因为 Topaze 现代生产分析技术考虑了裂缝闭合的影响、随着生产的进行裂缝是逐渐减小的，且 A3 井已经处于径向流阶段，但该井的裂缝半长比 A1 井长 18m、EUR 值也高出 $36\times 10^4\text{m}^3$ ，说明 A3 井采用 CO_2 泡沫压裂破岩效果好、造缝性较强；此外，A3 井实际入井液量少、井周储层伤害低，也是 EUR 略高的原因。生产实践表明，地质工程一体化优化设计方法和相应的配套关键技术措施是有效的、可行的，也显示出 CO_2 泡沫压裂工艺在苏里格低渗高可动水饱和度致密砂岩气藏中具有良好的适用性。

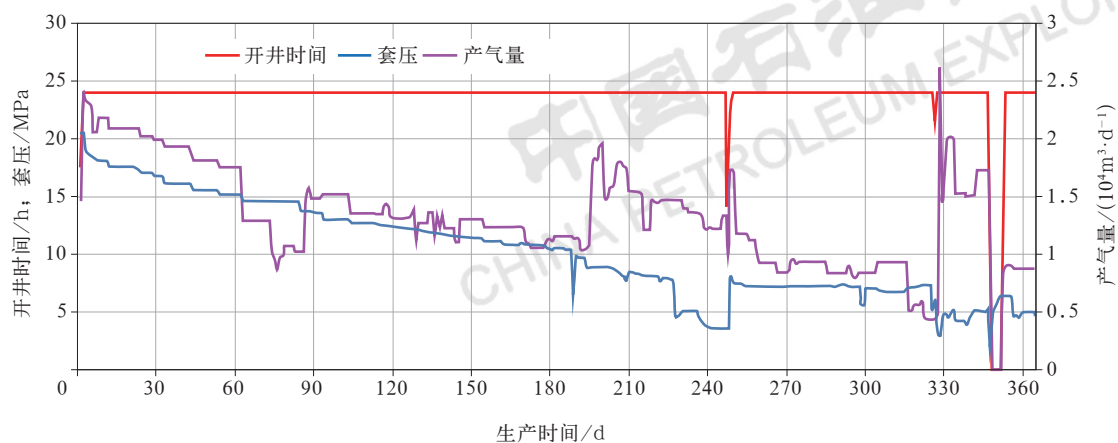


图 10 A3 井生产动态曲线图
Fig.10 Production performance curve of Well A3

表 2 单井生产效果及动态监测参数预测对比表
Table 2 Comparison of single well production result and dynamic monitoring parameters prediction

井号	压裂方式	有效厚度 / m	有效孔隙度 / %	有效渗透率 / mD	含气饱和度 / %	可动水饱和度 / %	前 30 天平均日产气量 /10 ⁴ m ³	第一年累计产气量 /10 ⁴ m ³	预测基质渗透率 / mD	预测裂缝半长 /m	预测 EUR /10 ⁴ m ³
A1	常规水基	7.3	10.0	3.1	68.1	3.5	1.4	289	0.92	107	2051
A3	CO ₂ 泡沫	8.4	9.5	2.7	67.7	14.1	2.2	488	0.81	125	2087

3 结论

(1) 依托地质工程一体化设计思路，将地质建模、压裂模拟和压裂后评估技术有效地结合起来，克服了 CO₂ 泡沫压裂设计的局限性，形成了规避可动水的布井选层策略、泡沫压裂液五性评价、变泡沫质量压裂设计、基于温度场的放喷时机、增压泵为核心的配套设备 5 项关键核心技术，实现了低品位区致密气藏的有效动用，证明了该设计方法在苏里格高可动水气井 CO₂ 泡沫压裂中具有较好的操作性。

(2) 通过开展地震、地质、测井、化学、工程等多专业的联合攻关，定量表征储层空间展布、物性、含气性，特别是可动水等关键参数，个性化定制了单井 CO₂ 泡沫压裂液体系、支撑剂、排量等工艺参数，及时跟踪分析和调整施工参数，提高了压裂后返排速度和返排率及单井产能，形成了 CO₂ 泡沫压裂地质工程一体化优化设计方法。现场实践表明，CO₂ 泡沫压裂较水基压裂用水量减少 80%、返排率高出 10 个百分点以上、单井初期产能高出 50%，预测 EUR 相当。

(3) 由于苏里格地区地理及工业分布局限性，液态 CO₂ 的运输成本较高，项目实施的经济性不佳，

这也是我国其他油气田面临的实际问题，随着绿色低碳产业链的逐步推进和完善，CO₂ 压裂的规模应用有助于降低作业成本，可为该区低品位气藏的规模开发和经济效益的提高奠定基础。

参考文献

[1] 刘乃震, 何凯, 叶成林. 地质工程一体化在苏里格致密气藏开发中的应用[J]. 中国石油勘探, 2017, 21(1): 53–60.
Liu Naizhen, He Kai, Ye Chenglin. Application of geology–engineering integration in the development of tight gas reservoir in Sulige Gasfield[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 21(1): 53–60.

[2] 姚泾利, 刘晓鹏, 赵会涛, 等. 鄂尔多斯盆地盒 8 段致密砂岩气藏储层特征及地质工程一体化对策[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(2): 186–195.
Yao Jingli, Liu Xiaopeng, Zhao Huitao, et al. Characteristics of H8 member tight sandstone gas reservoir and solution based on geology–engineering integration in Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 186–195.

[3] 王瑞杰, 王永康, 马福建, 等. 页岩油地质工程一体化关键技术研究与应用: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组 7 段为例[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 151–163.
Wang Ruijie, Wang Yongkang, Ma Fujian, et al. Research and application of key technologies of geology and engineering integration for shale oil development: a case study of Chang 7 member of the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J].

- China Petroleum Exploration, 2022,27(1):151-163.
- [4] 郑新权. 长庆上古生界气藏 CO₂ 泡沫压裂技术研究 [J]. 石油勘探与开发, 2003,30(4):111-113.
- Zheng Xinquan. Carbon-dioxide hydraulic fracturing technology and its application to the Upper Paleozoic gas reservoirs of the Changqing Oilfield, Northwest China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003,30(4):111-113.
- [5] 黄程, 霍丽如, 吴辰泓. 基于非常规油气开发的 CO₂ 资源化利用技术进展及前景 [J]. 非常规油气, 2022,9(1):1-9.
- Huang Cheng, Huo Liru, Wu Chenhong. Progress and prospect of CO₂ resource utilization technology based on unconventional oil and gas development[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022,9(1):1-9.
- [6] 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.* Technology progress and application of CO₂ fracturing technology for unconventional oil and gas[J]. Lithologic Reservoirs, 2019,31(2):1-7.
- [7] 罗成. CO₂ 准干法压裂技术研究及应用 [J]. 石油与天然气化工, 2021, 50(2):83-87.
- Luo Cheng. Research and application of quasi-dry CO₂ fracturing technology[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2021,50(2):83-87.
- [8] 刘合, 王峰, 张劲, 等. 二氧化碳干法压裂技术应用现状与发展趋势 [J]. 石油勘探与开发, 2014,41(4):466-472.
- Liu He, Wang Feng, Zhang Jin, *et al.* Fracturing with carbon dioxide: application status and development trend[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014,41(4):466-472.
- [9] 陈挺, 袁青, 李风光, 等. 国内二氧化碳泡沫压裂现场应用及室内研究进展 [J]. 石油化工应用, 2016,35(4):10-14.
- Chen Ting, Yuan Qing, Li Fengguang, *et al.* Field application and laboratory study of domestic carbon dioxide foam fracturing[J]. Petrochemical Industry Application, 2016,35(4):10-14.
- [10] 吕其超, 张星, 周同科, 等. SiO₂ 纳米颗粒强化的 CO₂ 泡沫压裂液体系 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2020,44(3):114-123.
- Lv Qichao, Zhang Xing, Zhou Tongke, *et al.* CO₂ foam fracturing fluid system enhanced by SiO₂ nanoparticles[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020,44(3):114-123.
- [11] 刘通义, 陈光杰, 谭坤, 等. 深部气藏 CO₂ 泡沫压裂工艺技术 [J]. 天然气工业, 2007,27(8):88-90.
- Liu Tongyi, Chen Guangjie, Tan Kun, *et al.* Application of CO₂ foam fracturing technology in deep gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2007,27(8):88-90.
- [12] 吴谋远, 康煜, 范旭强, 等. “双碳”背景下我国油气企业绿色转型研究与实践 [J]. 石油科技论坛, 2022,41(4):18-24.
- Wu Mouyuan, Kang Yu, Fan Xuqiang, *et al.* Study and practice of green transition by China's oil and gas enterprises under carbon peak and carbon neutrality background[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2022,41(4):18-24.
- [13] Claudia J Hackbarth, Danny Soo, Navpreet Singh. Sichuan Basin shale gas, China: exploring the Lower Silurian Longmaxi shale[C]. IPTC 14487, International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 2012.
- [14] 刘乃震, 王国勇, 熊小林. 地质工程一体化技术在威远页岩气高效开发中的实践与展望 [J]. 中国石油勘探, 2018,23(2):59-67.
- Liu Naizhen, Wang Guoyong, Xiong Xiaolin. Practice and prospect of geology-engineering integration technology in the efficient development of shale gas in Weiyuan block[J]. China Petroleum Exploration, 2018,23(2):59-67.
- [15] 包汉勇, 梁榜, 郑爱维, 等. 地质工程一体化在涪陵页岩气示范区立体勘探开发中的应用 [J]. 中国石油勘探, 2022,27(1):88-98.
- Bao Hanyong, Liang Bang, Zheng Aiwei, *et al.* Application of geology and engineering integration in stereoscopic exploration and development of Fuling shale gas demonstration area[J]. China Petroleum Exploration, 2022,27(1):88-98.
- [16] 杨向同, 滕起, 张杨, 等. 地质工程一体化支撑下的裂缝性致密砂岩气藏压后评估及产能预测方法研究 [J]. 中国石油勘探, 2018, 23(2):104-115.
- Yang Xiangtong, Teng Qi, Zhang Yang, *et al.* Post hydraulic fracturing evaluation and productivity prediction method of fractured tight sandstone gas reservoirs supported by geology-engineering integration[J]. China Petroleum Exploration, 2018,23(2):104-115.
- [17] 支鑫, 熊伟, 高树生, 等. 苏里格致密砂岩气藏可动水饱和度分布 [J]. 大庆石油地质与开发, 2015,34(2):86-89.
- Zhi Xin, Xiong Wei, Gao Shusheng, *et al.* Distribution of the movable water saturation in Sulige tight gas reservoir[J]. Petroleum Geology and Development in Daqing, 2015,34(2):86-89.
- [18] 陈科贵, 温易娜, 何太洪, 等. 低孔低渗致密砂岩气藏束缚水饱和度模型建立及应用 [J]. 天然气地球科学, 2014,25(2):273-277.
- Chen Kegui, Wen Yina, He Taihong, *et al.* Reducible water saturation models of tight sandstone gas reservoirs with low porosity and permeability and its application[J]. Natural Gas Geoscience, 2014,25(2):273-277.
- [19] 李昌绵, 李爽, 柳琳, 等. 苏里格气田苏 S 区块高含水气藏气水识别及开发对策研究 [J]. 非常规油气, 2022,9(3):64-71.
- Li Changmian, Li Shuang, Liu Lin, *et al.* Study on gas water identification and development strategy of high water-cut gas reservoir in Su S block of Sulige Gasfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022,9(3):64-71.
- [20] 周继东, 朱伟民, 卢拥军, 等. 二氧化碳泡沫压裂液研究与应用 [J]. 油田化学, 2004,21(4):316-319.
- Zhou Jidong, Zhu Weimin, Lu Yongjun, *et al.* Studies and uses of carbon dioxide foamed fracturing fluid[J]. Oilfield Chemistry, 2004,21(4):316-319.
- [21] 段瑶瑶, 卢拥军, 管保山, 等. CO₂ 泡沫压裂工艺技术研究及现场实践 [J]. 河南理工大学学报 (自然科学版), 2017,36(4):14-19.
- Duan Yaoyao, Lu Yongjun, Guan Baoshan, *et al.* Study and field practice of CO₂ foam fracturing technology[J]. Journal of Henan Polytechnic University (Natural Science), 2017,36(4):14-19.
- [22] 孙玉刚, 修书志. 压裂液返排时机优化研究 [J]. 中外能源, 2017, 22(7):41-45.
- Sun Yugang, Xiu Shuzhi. Research on the optimization of flowback time of the fracturing fluid[J]. Sino-Global Energy, 2017,22(7):41-45.
- [23] 周长林, 彭欢, 桑宇, 等. 页岩气 CO₂ 泡沫压裂技术 [J]. 天然气工业, 2016,36(10):70-76.
- Zhou Changlin, Peng Huan, Sang Yu, *et al.* CO₂ foam fracturing technology in shale gas development[J]. Natural Gas Industry, 2016,36(10):70-76.