

普光气田高含硫气田提高采收率关键技术进展及应用

李中超^{1,2}, 宿亚仙^{1,2}, 姜淑霞^{1,2}, 张纪喜^{1,2}, 郭现红^{1,2}

(1. 中国石化中原油田分公司, 河南 濮阳 457001; 2. 中国石化酸性气田开发重点实验室, 河南 濮阳 457001)

摘要: 普光气田是中国首个投入开发的高含硫整装气田, 已高效稳产 15 a。随着气田开发进入稳产中、后期, 长周期稳产面临 3 大困难和挑战: ①高含硫气田特有的单质硫沉积叠加强边水侵入, 长期稳产难度极大; ②低渗储层如何有效经济开发是气田稳产的关键, 但常规方法识别精度低; ③增压开采是开发中、后期降低气藏废弃压力、提高采收率的重要手段, 而高含硫气田湿气增压目前没有先例, 增压技术政策不明确。为实现气田长期稳产, 进一步提高采收率, 从机理实验入手, 明确气田水侵、硫沉积及差异化渗流规律, 形成了地质-工程一体化协同控水、全流程硫沉积预测及治理、低渗储层精细描述与有效动用以及高酸性气田湿气增压等 4 项关键技术。这些技术成果在气田开发中应用成效显著, 实现了气田 15 a 高效开发, 稳产期比设计延长 5 a, 预计 2025 年采收率突破 70%, 支撑中国石化高含硫气田开发指标居于国际同类气田前列。

关键词: 控水、治水; 湿气增压; 硫沉积; 低渗储层; 提高采收率; 高含硫气田; 普光气田

中图分类号: TE377

文献标识码: A

Advances and application of key techniques for enhanced recovery of the Puguang sour gas field

LI Zhongchao^{1,2}, SU Yaxian^{1,2}, JIANG Shuxia^{1,2}, ZHANG Jixi^{1,2}, GUO Xianhong^{1,2}

(1. Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan 457001, China; 2. Laboratory of Development Technology of Sour Natural Gas Fields, SINOPEC, Puyang, Henan 457001, China)

Abstract: The Puguang gas field, the first sour gas field developed in China, has maintained efficient and stable production for 15 years. As it enters the mid-to-late stage of development, however, three major challenges threaten its long-term production stability. First, elemental sulfur deposition, unique to sour gas fields, combined with strong edge water incursion, makes it extremely difficult to maintain stable production over an extended period. Second, the effective and economic development of low-permeability gas reservoirs is critical to the stable production of the gas field. However, these reservoirs cannot be accurately identified using conventional methods. Third, wellbore pressure boosting is recognized as an important method to reduce the abandonment pressure of gas reservoirs and enhance the gas recovery of a gas field in the mid-to-late stage of development. However, there has been no precedent for the application of wet gas pressure boosting to a sour gas field, and the technical scheme for such wellbore pressure boosting remains unclear. To achieve long-term stable production and enhanced gas recovery of the Puguang gas field, we identify the patterns of water invasion, sulfur deposition, and differential seepage in the gas field through experiments on their mechanisms. Accordingly, four key techniques are developed: geological and engineering integrated synergistic water control, whole-process sulfur deposition prediction and treatment, fine-scale characterization and effective production of low-permeability reservoirs, and wet gas compression tailored for high-acid gas fields. The application of these techniques has yielded significant results in developing the Puguang gas field, enabling stable production for 15 years, five years longer than the original design. Furthermore, the gas recovery is projected to exceed 70% by 2025. These advances have reinforced the leading position of sour gas fields operated by SINOPEC among their global counterparts in terms of development indices.

收稿日期: 2025-05-12; 修回日期: 2025-07-14。

第一作者简介: 李中超 (1971—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 高含水油藏提高采收率、高含硫气田安全高效开发。E-mail: lizc. zyyt@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金企业创新发展联合基金集成项目 (U24B6001); 中国石油化工股份有限公司科技项目 (P22187)。

Key words: water control and management, wet gas pressure boosting, sulfur deposition, low-permeability reservoir, enhanced gas recovery, sour gas field, Puguang gas field

引用格式:李中超,宿亚仙,姜淑霞,等. 普光气田高含硫气田提高采收率关键技术进展及应用[J]. 石油与天然气地质,2026,47(1):228-240. DOI: 10.11743/ogg20260115.

LI Zhongchao, SU Yaxian, JIANG Shuxia, et al. Advances and application of key techniques for enhanced recovery of the Puguang sour gas field [J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(1): 228-240. DOI: 10.11743/ogg20260115.

普光气田位于四川盆地东北部开江-梁平古裂陷东侧^[1-2],包含普光主体、大湾、老君以及分水岭等4大块。气田探明储量超 $4\,200\times 10^8\text{ m}^3$,已投产气井80口,动用地质储量超 $2\,500\times 10^8\text{ m}^3$,累计天然气产量超 $1\,300\times 10^8\text{ m}^3$ 。气田主力开发层系为二叠系长兴组与三叠系飞仙关组,埋深为 $4\,380\sim 6\,000\text{ m}$,原始压力介于 $49.3\sim 61.4\text{ MPa}$,地层温度介于 $90\sim 130\text{ }^\circ\text{C}$,硫化氢含量为 $15\%\sim 18\%$,为构造-岩性控制的常压、高含硫、边底水碳酸盐岩气藏。储集岩主要为鲕粒白云岩、礁灰岩和结晶白云岩,储层非均质性强,孔隙类型多样(包括粒间孔、粒内孔和微裂缝等)、孔-渗关系复杂,储层物性变化大。

1 高含硫气田提高采收率面临的挑战

自2009年投产以来,普光气田已高效稳产15 a,开发历程可划分为3个阶段:产能建设阶段(2005—2012年)、稳产阶段(2012—2021年)和调整稳产阶段(2022年至今)。开发过程中如何保持长期稳产并实现气藏采收率最大化,面临以下3个方面的挑战。①优质储层动用程度高,低渗储层效益开发难度大。普光气田开发初期动用的主要是飞仙关组台缘滩和长兴组台缘礁中的Ⅰ类和Ⅱ类优质储层^[3-11],该储层厚度大且连片发育;而滩缘、台内滩和礁后滩等的低孔、低渗储层尚未动用,储量占比达35%,该类储层厚度薄、物性差、分布零散,预测精度低,效益开发难度大^[12-13]。②高含硫气田开发受水侵和硫沉积影响,稳产难度大。普光气田水体倍数大、水侵突进快,产水井占比达30%,严重影响气井产能和气藏采收率^[14-20]。高含硫气藏开发过程中硫沉积现象显著,随着气藏压力的下降,硫沉积井数量逐年增加,硫堵深度由地面向井筒深部发展,影响年产量 $3\times 10^8\text{ m}^3$ 以上。诸多学者开展了关于单质硫溶解度的实验和理论研究^[21-25],但对于储层中的硫沉积机理与伤害机理研究较少。在中国深层碳酸盐岩酸性气藏(如普光、元坝和罗家寨气田)开发过程中,硫沉积现象主要集中于井筒与地面集输系统^[26-30],加拿大阿尔伯塔西南部的深层裂缝型碳

酸盐岩气藏,受储层硫沉积影响,单井产能降幅达69%^[31]。③高含硫气田增压开采技术亟待突破。增压开采是气藏开发中、后期降低废弃压力、提高采收率的重要手段,中国的大牛地与苏里格等致密气田已经实施,而高含硫气田增压开采目前尚无先例,增压技术政策不明确。虽可用数值模拟优化增压模式,但面临复杂山地气井分散压力差异大、积液与硫堵判定难及管网集输能力适应性差等挑战,需建立综合考虑各节点相互影响的高含硫气藏-井筒-地面一体化模型,确定增压模式与布局方案,为气田增压稳产提供支撑。

根据气田特征及长期稳产面临的挑战,笔者从实验机理入手,分析高含硫气田水侵、硫沉积和差异化渗流机理,依据实验机理揭示的开发规律形成针对性措施,梳理了普光气田调整挖潜以来地质-工程一体化协同控水、全流程硫沉积预测及治理、低渗储层精细描述与有效动用以及高酸性气田湿气增压等4项关键技术进展,为中国其他高含硫气田长期稳产和提高采收率提供技术借鉴。

2 高含硫气田提高采收率机理

2.1 水侵机理

普光气田储层的孔、渗条件与孔隙结构差异导致水侵特征呈现显著分区性^[32-33]。作为弹性水驱气藏,其气井见水后的液/气比变化可归纳为2种类型。①裂缝-孔隙型储层:液/气比随累产气量呈指数型上升(增速持续加快);②孔隙型储层:液/气比增速随累产气量增加逐渐趋缓。通过气-水两相渗流微观可视化实验分析,结合气藏地质特征,进一步揭示礁滩相储层边水非均衡侵入存在3种主导模式(图1)。①裂缝突进型:沿高渗裂缝快速突破;②高孔指进型:在高孔区域形成优势通道;③弥漫型:在似均质孔隙中缓慢扩散。合采条件下,裂缝型储层水侵速度显著高于孔隙型储层,当边水沿裂缝突破时,裂缝型储层采出程度仅为25%,而孔隙型储层可达45%。

通过高温、高压长岩心水驱替实验模拟实际地层

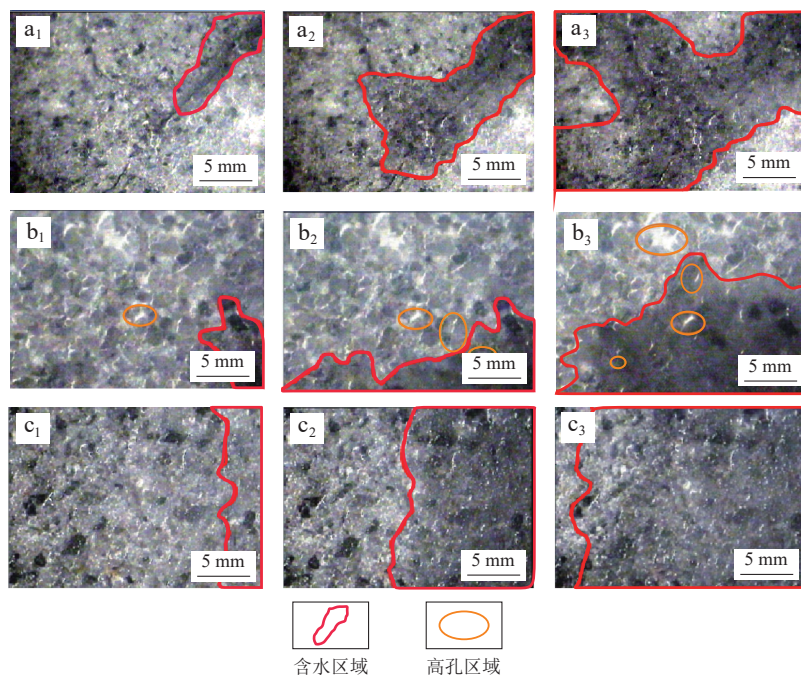


图1 普光气田储层岩心微观可视化水驱替实验薄片

Fig. 1 Microscopic water displacement experiments on thin sections of core samples from the Puguang gas field reservoirs

a₁—a₃, 裂缝突进型水侵; b₁—b₃, 高孔指进型水侵; c₁—c₃, 弥漫型水侵

倾角水侵变化规律,揭示出礁滩相气藏全生命周期水侵规律受控于气层厚度、地层倾角、水体能量以及采气速度多因素耦合作用,水侵强度呈现“先升-再降-后趋稳”三段式特征。气田开采初期地层压力高、水体膨胀能量大,突进快,中、后期随着压力下降,水体膨胀能较初期减弱 15.3%(图2)、地层倾角由边部 11°~15°增至中部的 15°~20°、气层厚度由边部平均 200 m 增至中部位平均 300 m 以及采气速度由初期 4.4% 降至 2.1%,目前水侵速度较初期下降 67.9%,并逐步减缓趋于稳定,对接下来开发的影响减小了。

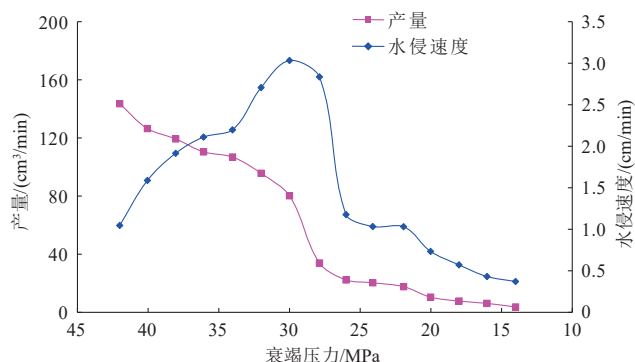


图2 普光气田储层长岩心水驱替实验中水侵速度、产量与衰竭压力的关系曲线

Fig. 2 Curves of water invasion rate and gas production vs. pressure attenuation in water flooding experiments on long core samples from the Puguang gas field reservoir

2.2 硫沉积机理

普光气田自 2016 年地面管线首次出现硫沉积堵塞后,硫沉积已逐步向井筒深处扩展,目前超 70% 生产井面临地面管线与井筒双重硫沉积威胁,硫沉积已成为制约高含硫气田开发的重要因素^[34-36]。根据单质硫含量、析出条件、相态变化及沉积特征等关键信息,建立酸性气体中硫溶解度双因素图版,确定普光气田不同温度下单质硫析出的临界压力介于 22.5~25.6 MPa,普光主体区块和大湾区块已出现储层硫沉积,而不同区块相态存在差异,其中,普光主体区块析出液态硫,大湾区块析出液态硫和固态硫。

岩心微观可视化实验揭示,在温度为 70 °C、压力从 55 MPa 降至 10 MPa 的条件下,硫沉积空间具有选择性,固态硫和液态硫主要分布在岩心内相对疏松的裂缝和大孔隙中,大部分微孔隙中未见固态硫和液态硫沉积。沉积路径具有优先级,在裂缝和基质共存区域,固态硫和液态硫优先沉积在裂缝中,且主要发生在压降较快、沉积易发生、且气体易流动的区域(图 3)。相态差异导致储层伤害存在差异,固态硫沉积时,单质硫以粒状和胶体状逐渐在孔隙壁面聚积,一旦沉积难以再次运移,最终将会在狭窄孔道处形成桥塞,堵塞部分孔道,严重伤害孔隙的渗流能力;液态硫则以不规则形态附着在孔隙壁面,饱和度达到 45% 后可流动。

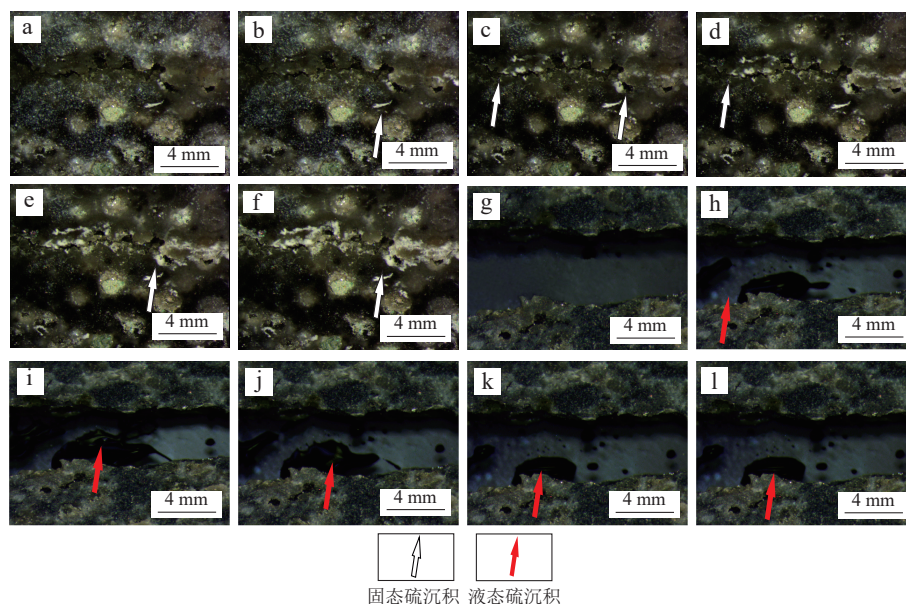


图3 普光气田储层岩心微观可视化实验中气-液态硫与气-固态硫沉积形态及分布特征(薄片)

Fig. 3 Images showing the depositional morphologies and distribution of gaseous-liquid and gaseous-solid sulfur via microscopic visualization of core samples from the Puguang gas field reservoir (thin sections)

a—f. 分别为孔隙型储层未驱气以及驱气 20, 40, 60, 80 及 100 h 后的岩心特征; g—l. 分别为裂缝型储层未驱气以及驱气 20, 40, 60, 80 及 100 h 后的岩心特征

通过扫描电镜实验及分子模拟明确储层硫赋存机理。扫描电镜分析表明,硫在孔隙内非均匀赋存,液态硫以絮状、蛛网状或网膜状等形式吸附沉积于不同类型的孔隙空间内;固态硫颗粒存在吸附态和沉积态两种赋存模式,吸附态硫和沉积态硫的数量比为 2.4:1.0。硫沉积后,不连通孔隙分布呈现差异,储层物性越差,硫沉积对连通性影响越严重,孔隙堵塞程度越高。分子模拟实验进一步揭示多相、多组分酸气竞争吸附机理,液硫-地层水体系中,方解石接触角小于白云石,更亲硫,碳酸钙壁面吸附能力依次为二氧化碳 > 硫化氢 > 单质硫 > 甲烷,束缚水膜和二氧化碳对硫吸附有抑制作用,明确了储层孔-渗伤害表征的修正方向,为储层硫沉积治理研究奠定基础。

2.3 储层差异化渗流机理

全直径 CT 三维重构揭示普光气田储层具有“三区一带”(粒间孔区、微裂缝区、粒内孔区、过渡带)孔隙结构分异特征,多种孔-渗关系并存、渗流特征复杂。单管长岩心驱替实验表明不同渗透率岩心渗流能力存在差异,呈现“强渗-弱渗-微渗”三区渗流特征。其中,强渗区:渗透率(K)大于 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗流指数最大且趋于稳定;弱渗区: K 介于 $(0.03 \sim 2.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗流指数中等,渗流能力增幅较快;微渗区: K 小于 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗流指数最小,渗流能力最弱(图 4)。三管

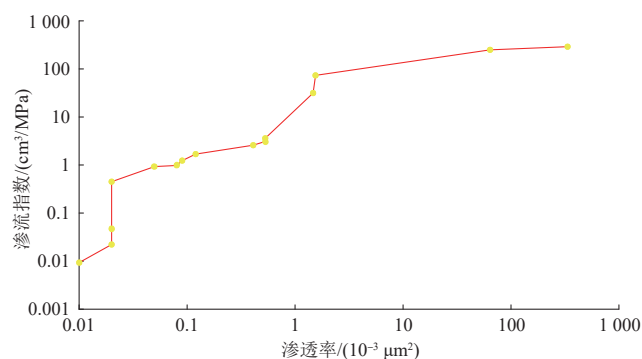


图4 普光气田储层单管长岩心水驱替实验中渗流指数与渗透率交汇图

Fig. 4 Cross plot of seepage coefficient vs. permeability in single-tube long-core water flooding experiment for samples from the Puguang gas field reservoir (渗流指数表示单位压差下的流量。)

并联长岩心驱替实验显示,在非均质储层中,高孔-高渗层优先动用,低孔-低渗层受到强烈抑制,高渗样品($K=14.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)流量占比达到 94%,中渗样品($K=1.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)为 4%,低渗样品($K=0.37 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)流量占比仅为 1%,低渗样品的启动压差是高渗样品的 17 倍(图 5)。

开发初期采用的储层分类方案(基于川东北地区经验,主要依据孔隙度 $\Phi > 10\%$, $5\% \sim 10\%$ 和 $2\% \sim 5\%$ 将储层分为 I 类、II 类和 III 类,建产阶段有效支撑

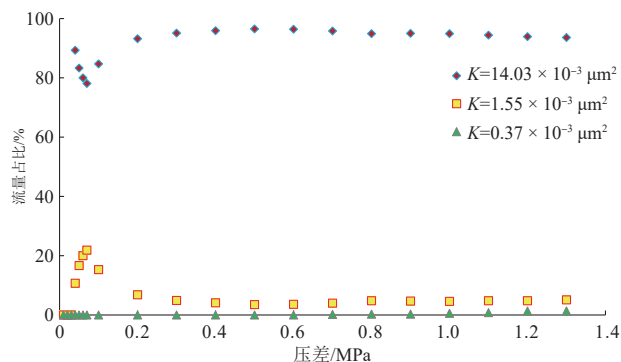


图5 普光气田储层三管并联长岩心水驱替实验中不同渗透率(K)样品流量占比与压差的关系

Fig. 5 Relationships between flow proportion and pressure difference in samples with different permeabilities in the water flooding experiment with three long cores in parallel from the Puguang gas field reservoir

了优质储层(I类和II类)的描述与动用,但其局限性在于未能充分考虑不同类型储层孔隙结构特征及孔-渗关系的差异性,无法表征储层的差异化渗流机理,难以满足气藏精细调整与剩余气挖潜的需求。为克服上述局限,本次研究综合岩心分析、测井解释、地震反演及生产动态数据,基于孔隙空间类型特征,建立了以渗透率为核心的储层分类新标准^[8]。该标准将原有3类储层进一步细化为6类(表1)。应用此新标准并结合气田产出剖面资料进行精细评价,明确识别出:Ⅲ_b型与粒内II型储层未动用;Ⅲ_a型与粒内I型储层动用不充分。地质研究进一步表明,未动用的Ⅲ_b型与粒内II型储层主要发育于飞仙关组滩缘微相、台内滩以及长兴组礁后滩中。该部分未动用储量占气田总储量的比例高达35%,是气田挖潜的核心对象。

3 普光气田提高采收率对策

针对普光气田持续稳产和提高采收率面临的挑战,实施了地质-工程一体化协同控水、全流程硫沉积

预测及治理、低渗储层精细描述与有效动用以及高酸性气田湿气增压关键技术,有效提高了气田采收率,延长了稳产期,为气田长期高效开发提供了支撑。

3.1 地质-工程一体化协同控水

3.1.1 水侵高渗带刻画

通过产水气井标定和生产动态分析等手段,明确储层渗透率和裂缝密度是影响水侵的两项主要因素^[37-39],但由于两个系数的物理意义和数据量纲不同,为实现考虑这两个主要因素的综合定量评价,需要对原始数据做归一化数学变换,以消除量纲间的差异,即得到无因次储层渗透率和无因次裂缝线密度。

考虑储层渗透率及裂缝密度的综合作用,提出了双因素水侵优势通道因子 γ ,

$$\gamma = \alpha_k K_D + \alpha_f f_D \quad (1)$$

式中: γ 为双因素水侵优势通道因子,无量纲; α_k 和 α_f 分别为储层渗透率和裂缝密度对优势通道的影响权重,无量纲; K_D 为无因次储层渗透率,无量纲; f_D 为无因次裂缝线密度,无量纲。

利用双因素水侵通道因子表征裂缝及高渗带的综合影响,融合渗透率体和裂缝体,构建水侵通道因子三维数据体。进一步根据气井液/气比上升速率与水侵优势通道因子关系建立水侵优势通道定量评价标准,当 $\gamma > 0.65$ 时为一类高渗带,当 γ 介于 $0.42 \sim 0.65$ 时为二类高渗带,当 $\gamma < 0.42$ 时为非高渗带,精细刻画水侵优势通道三维分布特征(图6,图7)。

3.1.2 气-水前缘动态预测

针对气-水前缘未见地层水气井,首先基于两相驱替Buckley-Leverett方程理论,建立非均质边水气藏水侵数学模型及双重介质气藏水侵数学模型,引入裂缝和基质系统间流体交换强度吸渗方程,建立双重介质气藏水驱前缘运动方程,通过求解水驱前缘运动方

表1 普光气田礁滩相储层分类标准(据文献[8]修改)

Table 1 Classification criteria for reservoirs of the reef shoal facies in the Puguang gas field (modified after reference [8])

定量参数	储层类型					
	粒间孔为主				粒内孔为主	
	I型	II型	Ⅲ _a 型	Ⅲ _b 型	粒内I型	粒内II型
孔隙度/%	≥10.0	5.0 ~ 10.0	3.5 ~ 5.0	2.0 ~ 3.5	≥10.0	5.0 ~ 10.0
渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	≥10.000	0.300 ~ 10.000	0.100 ~ 0.300	0.025 ~ 0.100	≥0.100	0.050 ~ 0.100
排驱压力/MPa	≤1.00	0.20 ~ 1.00	1.00 ~ 10.00	0.02 ~ 20.00	≤1.00	≤1.00
中值压力/MPa	≤1.50	0.05 ~ 50.00	0.50 ~ 100.00	1.50 ~ 200.00	0.30 ~ 5.00	1.50 ~ 10.00
中值喉道半径/μm	1.000 ~ 30.000	0.020 ~ 20.000	0.010 ~ 1.500	0.003 ~ 0.300	0.100 ~ 3.000	0.020 ~ 0.300
储层品质	好	较好	中等	较差	中等	较差

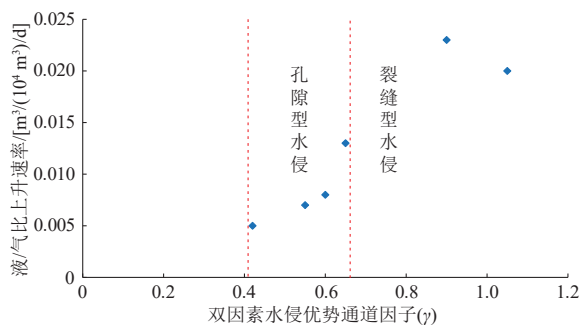


图6 普光气田双因素水侵优势通道因子与液/气比上升速率的关系

Fig. 6 Correlation between dual-factor water invasion preferential channel factor and the rise rate of the water/gas ratios

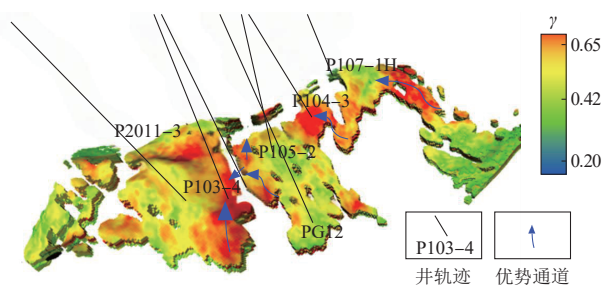


图7 普光气田主体区块Ⅲ层序水侵优势通道刻画

Fig. 7 Diagram showing the characterization of preferential water incursion channels in the third sequence III of the Puguang gas field main body
(γ 为双因素水侵优势通道因子。)

程得到双重孔隙介质气藏的见水时间预测公式(误差在3个月以内):

$$t_{bt} = \frac{\Phi(1-\mu)S_{wi}e^{\left[\frac{R}{\Phi}(e^t-1)\right]+\mu}Al}{\mu q_g(\bar{t})B_g} \quad (2)$$

式中: t_{bt} 为边水突破时间,d; Φ 为储层孔隙度,%; μ 为水体黏度比,无量纲; S_{wi} 为束缚水饱和度,%; R 为水体半径,m; A 为过流断面面积, m^2 ; l 为水侵推进距离,m; q_g 为气井平均产气量, m^3/d ; $\bar{t}$ 为无因次时间,无量纲; t 为生产时间,d; B_g 为天然气体积系数,小数。

为了研究气藏整体的水侵规律,基于水侵优势通道的地质模型,将水侵区网格步长细化到米级,同时开展分类储层相渗曲线归一化,用分类相渗表征渗流差异,达到准确预测气-水前缘的目的。2022年底在水侵区部署的侧钻井普光203-1,实钻气-水界面与数模预测气-水界面误差仅6 m。

为进一步明确气-水前缘的分布特征,提高礁滩相块状气藏剩余气研究的精度和准确性,丰富和完善天然气地质研究技术手段,基于充分技术调研,认为高精度电法气-水识别物性优势强,技术先进,但分辨率

低;脉冲中子-中子(PNN)测井技术成熟、方法可行且分辨率高,可以在单井尺度上精准识别气层和水层,并定量评价含气饱和度。通过采取震-电联合的气-水识别技术,可以充分结合电法横向与PNN测井纵向高分辨率的优点,实现水侵前缘的精准定量刻画与评价。

有别于常规油气藏井筒发射、地面接收的电磁资料采集方式,普光气田发射电极下放到高含硫带压井筒,加之电缆长时间浸泡,存在极大安全风险。通过加大发射源长度并提高发射电流强度,采用时域递归滤波技术处理噪声,首次形成了高含硫气藏井地-电-磁资料采集技术,破解深层电磁弱信号提取难题。基于MN极距、地形和膏盐层等开展多重校正井-震约束反演,综合岩心分析与PNN测井,建立基于电阻率和极化率的气-水识别模式:干层、气层为高阻、中-高极化;水层为低阻、低极化;气-水层为中阻、中极化。

优选电阻率、极化率、纵/横波速度比以及纵波阻抗等4个震-电联合气-水识别参数,通过对不同水淹监测井参数影响权重分析,最终形成了震-电联合气-水识别因子(Q ,无量纲)计算式:

$$Q = 0.30R + 0.25M + 0.20v_p/v_s + 0.25Imp \quad (3)$$

式中: R 为归一化电阻率,无量纲; M 为归一化极化率,无量纲; v_p/v_s 为归一化的纵/横波速度比,无量纲; Imp 为归一化波阻抗,无量纲。

普光气田在中国首次成功开展了超深高含硫气藏震-电联合气-水前缘动态监测(图8),确定了一套以电法电阻率、极化率、地震纵横波速度比和纵波阻抗联合获取气-水识别因子的技术方法,实现了地下4 500 m深度水侵动态预测。震-电联合方法监测的气-水前缘结果符合率达85.2%。

3.1.3 地质-工程协同控水

综合考虑储层发育、优势通道展布、边水侵入程度及气井生产特征等因素,制定了水侵区“见水前差异化配产+见水后控产+调整层间产剖+优势通道气井排水+非优势通道气井堵水”全生命周期协同控水对策。首先在气井产出地层水前,结合水侵优势通道刻画结果,采用差异化配产的方法,按照“优势通道气井降产控水侵,非优势通道气井提产促均衡”的思路,建立边水推进速度与气井生产压差图版,确定不同边水距离气井临界生产压差(图9),将产量控制在临界携液流量与临界产量之间,控制局部水侵强度,保持边水均匀推进,推迟气井见水时间6~18个月,防止过早见水。气井见水后,考虑大水量、高液/气比气井井筒流态,建立液/气比与持液率关系图版^[40],确定高液/气比气井

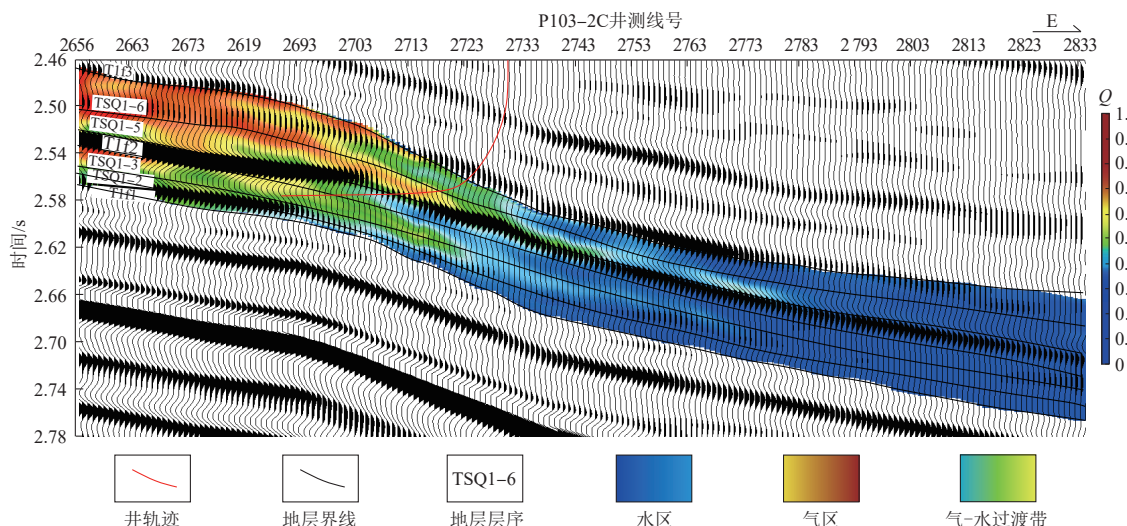


图8 普光气田震-电联合气-水前缘动态监测成果剖面

Fig. 8 Profile showing the monitoring results of the gas-water front dynamics in the Puguang gas field using the seismic-electromagnetic integration method
(Q 为震-电联合气-水识别因子。)

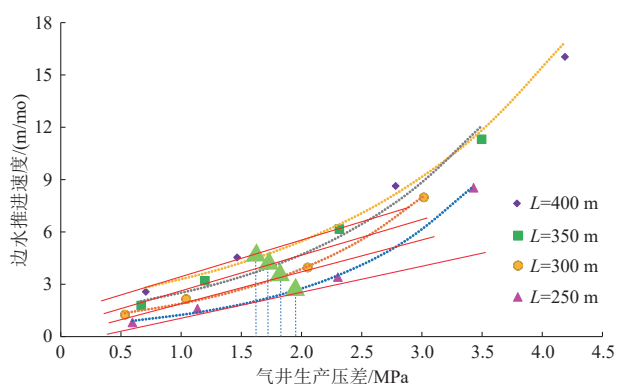


图9 普光气田不同边水距离气井临界生产压差图版

Fig. 9 Chart showing the critical differential production pressure at different distances from edge water for gas wells in the Puguang gas field
(L 为气井距离边水距离。)

合理产量为临界携液流量的1.1~1.3倍,气井调整配产后,停喷时间推迟8~21个月,实现长时间平稳带液生产(图10)。针对气井产剖不均衡、边水沿主产气层突进的现象,优选调整层与水侵层地层系数极差小于5、垂直距离大于50 m的地层进行深穿透射孔,调整层间产气比例,降低水侵层产出比例,控制边水推进速度。针对优势通道区域产水井,综合区域精细数模和气-水两相渗流理论,确定合理排水量和排水方式,配套不动管柱冲孔连续气举工艺,实现高含硫气井不动管柱气举排液零突破;针对非优势通道区域产水井,建立隔板数值模型及井筒积液反渗吸伤害模型,确定满足机械堵水的避水高度条件:对于水侵层以上发育不

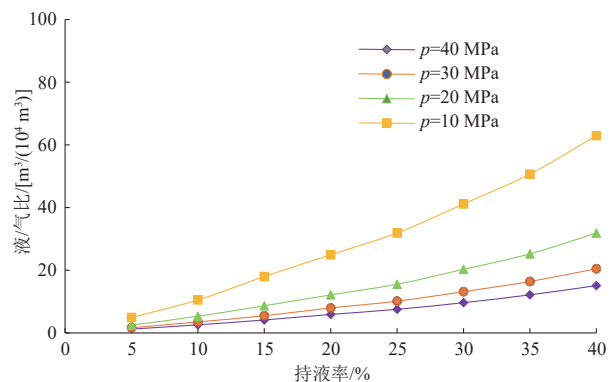


图10 普光气田飞仙关组开发井不同地层压力条件下液/气比与持液率关系图版

Fig. 10 Relationship of the liquid/gas ratio with the volumetric ratio of liquid phase to liquid + gas phases in development wells at diverse formation pressures in the Feixianguan Formation, Puguang gas field
(p 为地层压力。)

渗透隔层的气井避水高度需达到20 m,储层连续发育情况下,气井避水高度要达到40 m,配套采用“高膨胀率抗疏桥塞+连油注塞”过油管堵水工艺,解决了高含硫气井不动管柱堵水难题。通过实施“控-调-排-堵”协同控水稳气措施37井次,边水推进速度下降32.4%,天然气累计增产 $72.2 \times 10^8 \text{ m}^3$,采收率提高2.8%。

3.2 全流程硫沉积预测及治理

3.2.1 “地面-井筒-储层”硫沉积预测

对于地面硫沉积,基于计算流体力学理论,利用

液-固耦合方法,建立节流阀和弯管硫沉积模型,模拟单质硫沉积规律,建立硫沉积率-粒径关系图版,发现节流阀和弯管等部位易发生硫沉积,硫粒径越大,沉积率越高。随着节流阀开度增大,硫沉积率下降,而弯管弯曲半径越大,硫沉积率越小。

针对井筒硫沉积,基于经典的气-水两相漂移流动理论,引入硫运输、析出及沉积方程,考虑流动速度和相分布非均匀性及相间滑脱作用,建立了强耦合气-水-硫多相系统瞬态流动井筒模型,预测结果表明,单质硫以扩散吸附的方式沉积在管壁上,随着地层压力下降,井筒硫堵深度以 300 ~ 500 m/a 的速度加速向深部蔓延,硫沉积厚度呈指数式增长(图 11)。普光主体区块井筒内固硫沉积最大深度 4 650 m,后期井底存在液态硫积液。根据预测的井筒硫沉积深度和厚度,结合矿场实际硫堵气井的气量和温度的变化特征,建立划分标准(表 2),将硫堵气井分为“一般堵塞、较重堵塞、严重堵塞”3 类,为分类治理奠定基础。

针对储层硫沉积,鉴于目前商业数值模拟器无法直接模拟硫沉积,本文将单质硫视为特征组分,拟合化学气相沉积(CVD)实验和临界析出压力,结合气-液-

液硫三相相渗实验,建立气藏等效组分模型。通过渗透率时变表征硫沉积对储层渗透率的伤害,实现高含硫气藏液态硫和固态硫数值模拟。结果表明,普光主体区块和大湾区块部分井区已出现储层硫沉积,主要发生在近井 3 m 以内,距离井筒越近饱和度越高,近井区域最大硫饱和度达到 25%,对储层渗透率伤害程度达 70%(图 12)。

3.2.2 全流程治理工艺技术

为了实现地面硫沉积治理,引入烷酮类催化剂和季铵盐类双子表面活性剂,研发无机碱高效低成本溶硫剂,集成“冲洗剥离、旋流分离”的高效解堵工艺,溶硫有效期超过 60 d,节约成本 4 500 万元,管输效率提升 32.3%,解决了量大难溶、解堵效率低的难题。

为了实现井筒硫沉积治理,针对轻微堵塞,迭代研发了多元胺协同增溶的橡胶低伤害溶硫剂,溶硫量提升 50%,成本降低 60%,优化化学溶硫工艺,开发“阶梯式泵注与大压差放喷”工艺,单井治硫效果提升 33%,措施有效期由 13 d 延长到 20 d。针对中度堵塞,研制机械变径除硫工具,开发“开井在线+一趟震击刮削”除硫工艺,解决了较硬硫堵物造成截流堵塞的问题,占

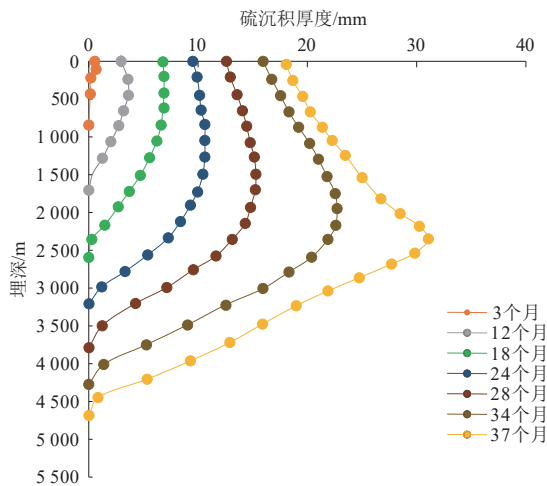


图 11 普光气田主体区块井筒内硫沉积深度及厚度随开发时间的变化

Fig. 11 Variation pattern of sulfur depositional depth and thickness with time in a wellbore in the Puguang gas field main body

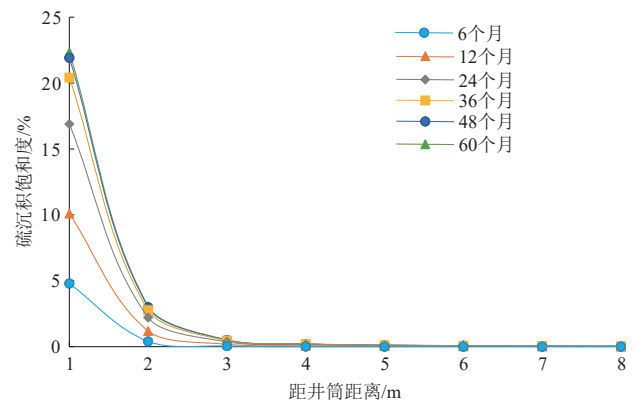


图 12 普光主体区块和大湾区块部分井区距离井筒不同位置处硫沉积饱和度随开发时间的变化

Fig. 12 Variation in sulfur saturation with distance from the wellbore with time in the main body and Dawan Block of the Puguang gas field

表 2 大湾区块气井井筒硫堵严重程度划分标准

Table 2 Classification criteria for the degree of sulfur plugging severity in the gas wellbore of Dawan block

判断条件	堵塞程度		
	轻微堵塞	中度堵塞	严重堵塞
硫堵点深度/m	< 1 000	1 000 ~ 1 500	> 2 500
硫堵厚度/mm	< 5.5	5.5 ~ 7.5	> 7.5
气量降速/(%/d)	< 0.2	0.2 ~ 0.4	> 0.4
油温降速/(C/d)	< 0.10	0.10 ~ 0.15	> 0.15

产时间降幅达50%。针对重度堵塞,研发连续油管水力喷射工具,开发“打通道旋转冲洗”一体式除硫工艺,解决了通道较小无法进行其他解堵作业的问题,重度堵塞井通道疏通率达到100%。

储层硫沉积影响即将显现,研发储备了常规酸携带缓释型固体包裹酸对储层深穿透酸压、双疏表面修饰剂体系防硫沉积及化学溶硫解堵等3项治理工艺技术。其中,深穿透改造及双疏表面修饰剂体系技术正开展现场先导试验。

基于硫沉积理论升级完善,形成全流程硫沉积预测及治理技术,实施治硫措施超1 000井次,累计恢复气量超过 $15 \times 10^8 \text{ m}^3$,投入/产出比为1:7,减缓产能递减3.3%/a。

3.3 低渗储层精细描述与有效动用

为实现Ⅲ_h型和粒内Ⅱ型低渗储层地震预测及精细描述,开展基于压缩感知的地震资料目标处理。首先应用相控去噪、振幅补偿提高盐下滩体储层保幅保AVO成像品质。然后引入压缩感知技术重构反射系数,有效反映薄层反射信息,地震主频由27 Hz提高

至45 Hz、高频由60 Hz提高至115 Hz,保证了薄储层(厚度10 m)地震资料的识别。

岩石物理分析显示,低渗层与上、下非储层围岩弹性参数的相似性,造成了传统纵波阻抗-纵横波速度比岩石物理量图版在低渗层标定方面的“先天不足”。为此,研发相控双参数岩石物理量图版,通过放大弹性参数特征、卡准弹性参数数值范围,解决了低孔、低渗储层岩石物理参数集中分布的问题。同时,还通过创新应用相位旋转因子,进一步降低弹性参数误差,实现岩相和物性双重表征(图13)。

反演结果的盲井检验和分析结果表明,本次反演分辨率得到较大提升,相控反演相比无相控更能体现沉积相变化特征。根据普光气田52口井统计分析结果,相控叠前统计学反演预测结果与实钻井统计厚度预测符合率从69.0%提高到84.6%。

基于经济有效原则,建立多因素储层动用潜力定量评价标准,结合技术经济界限研究,明确低渗储层中储量的有效动用对策,发现布井位置在裂缝发育区50 m范围内最佳,水平段长度介于1 000~1 200 m时产能效益最优,压裂段间距100~120 m且裂缝半长

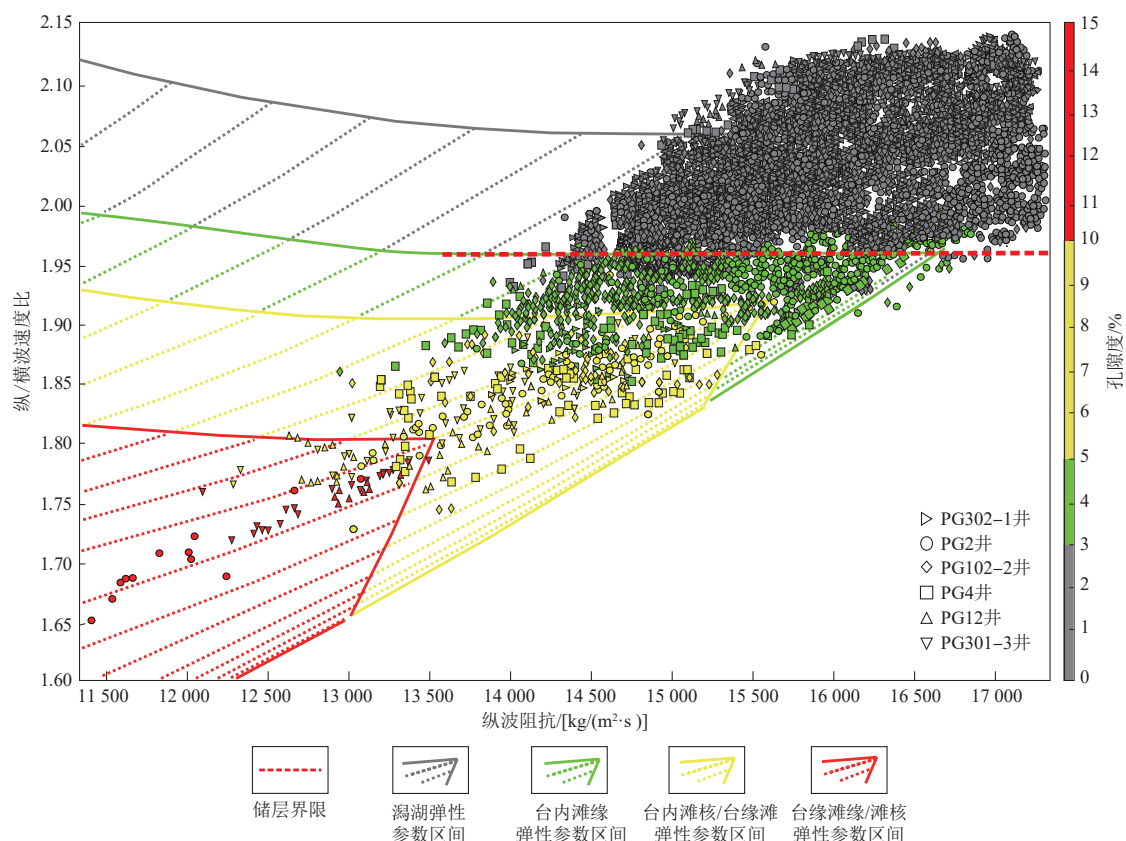


图13 普光气田主体区块相控储层岩石物理量对比图版

Fig. 13 Comparison of the petrophysical parameters of reservoirs under the constraints of sedimentary facies for the Puguang gas field main body

150 ~ 200 m 条件下井控效果最好。

针对低渗储层致密的特点,开展不同黏度混合酸液裂缝刻蚀实验,发现黏度差异比达到2~5倍时,黏滞指进现象明显,可以促进缝内酸液非均匀分布,产生非均匀刻蚀裂缝,导流能力较常规刻蚀提高5倍(图14)。研发兼具低摩阻、高缓速、低成本及一体化变黏等多功能的酸液体系,浓度为0.1%,降阻率达72.3%。针对常规酸压改造范围小的问题,由常规酸压转向缝网体积改造,配套“滑溜水+主体酸+复合暂堵+大排量多级注入”扩缝增体酸压工艺,实现了基于高黏酸液造缝、滑溜水扩缝的酸压非均匀刻蚀;通过复合暂堵,提高裂缝复杂性,促进层内均匀改造,增大改造范围;借助大排量多级注入,增大了酸压裂缝缝内净压力和改造体积,增加裂缝刻蚀强度。在M506-1T井实际应用中,分5段7级复杂缝网酸压,总体评价渗流能力提升5倍,单井改造范围扩大1.9倍。

研究形成的低渗储层精细描述与有效动用技术,支撑了普光气田开发调整部署,已投产气井26口,动用率提高5.1%,新增可采储量 $110.9 \times 10^8 \text{ m}^3$,采收率提高4.3%。

3.4 高酸性气田湿气增压

增压开采是降低气藏废弃压力、提高采收率的重要手段,通过压缩机进气口降压和出气口增压降低井口油压,提高集输压力,满足集输管网压力需求,进而降低气藏废弃压力,提高采收率^[41-44]。然而中国高含硫气田增压开采尚未有先例。采用物模-数模相结合的方法,评价增压潜力、确定增压技术政策,开展现场先导试验,实施一级增压后提高采收率5.9%。

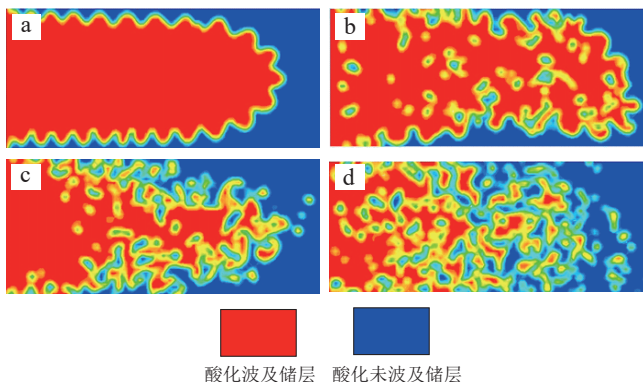


图14 普光气田不同黏度液体非均匀刻蚀模拟

Fig. 14 Simulation of inhomogeneous etching using fluids with different viscosities from the Puguang gas field
a—d. 黏度比分别为10:10, 20:10, 50:10和50:5

3.4.1 增压潜力评价

综合考虑水侵和硫沉积影响,评价不同增压幅度提高采收率的潜力。首先,修正增压开采气井临界携液流量计算模型,当井口压力下降5 MPa时,气井临界携液流量降低36.4%,延长产水井带液生产期1.5~2.0a。其次,突破传统废弃压力评价方法无法考虑水侵和硫沉积影响的局限,基于长岩心驱替实验和硫沉积渗透率伤害实验结果,在修正水侵和硫沉积造成附加生产压差的基础上,建立高含硫边底水气藏增压开采废弃压力评价方法[公式(4)],明确不同增压幅度下废弃压力和采收率。当井口压力由9.0 MPa降低至1.0 MPa时,废弃地层压力由15.2 MPa降低至8.0 MPa,采收率可由62.1%提高到72.0%。

$$p_a = 0.0019H + 1.0439p_{wh} - 3e^{-18.806S_{si}} + 0.22e^{0.42WGR} - 3.1088 \quad (4)$$

式中: p_a 为废弃地层压力,MPa; H 为气藏埋深,m; p_{wh} 为井口回压,MPa; S_{si} 为含硫饱和度,%; WGR 为液/气比, $\text{m}^3/(10^4 \text{ m}^3)$ 。

3.4.2 增压技术政策

综合研究区实际状况,构建“气藏-井筒-地面”集输一体化模型,定量评价气藏开发全流程各节点的相互影响,历史数据拟合率达到90%。模拟结果表明,采收率随增压幅度增加而提高,井口压力每增加1 MPa,采收率提高约2%。井口压力降至4 MPa以下,压缩机压比大于3,需二级增压,投入及能耗增加。为充分利用地层能量,综合增产效果、工程工艺及经济投入,确定一次增压井口压力降至4 MPa,后期二次增压降至1 MPa。

普光气田主体区块油压分布均匀、地层压力下降均衡,集输余量较高,采用分线集中增压,便于后期管理。大湾区块高产井分布集中、油压差异小、基本同期递减,管网集输余量小,优先考虑分线区域增压,辐射半径4 km。根据油压分布特点,结合管网集输能力,确定采用“局部站增+区域增压”组合模式^[42-44]。

3.4.3 增压开采技术实践

为了评价产水井和不产水井增压效果,优选普光气田101集气站(1口不产水井和1口产水井)开展增压先导试验,增压前产量年递减率为28.9%,增压后不产水井稳产3.3 a,产水井延长带液生产期2.3 a,井区采收率提高5.3%,证实了增压开发提高采收率的可行性。

目前已由先导试验转化为工业应用,普光气田主体区块2座增压站于2024年投运,增压后有效遏制了老井产量递减趋势,气藏保持2%的采气速度稳定生产。其中,不产水井增压后实现产气量和产水量双稳定,液/气比与增压前一致。产水井因携液能力增强,液/气比较增压前上涨 $0.16\text{ m}^3/(10^4\text{ m}^3)$,产能得到恢复,积液气井由增压前每天放喷排液实现了连续生产。综合“气藏-井筒-地面”一体化模拟结果与目前采气速度下油压下降趋势,预计气藏稳产期延长3 a,采收率提高5.9%。

4 结论

高含硫边底水气藏地质-工程一体化协同控水、全流程硫沉积预测及治理、低渗储层精细描述与有效动用以及高酸性气田湿气增压4项关键技术解决了普光气田长期稳产面临的关键问题,支撑气田高效开发15 a,采收率从59.2%提高到64.7%,2025年底预计突破70.0%。

1) 地质-工程一体化协同控水技术确定了“见水前差异化配产+见水后控产+调整层间产剖+优势通道气井排水+非优势通道气井堵水”的协同控水对策,配套研发高含硫气田不动管柱冲孔连续气举及过油管堵水工艺,有效控制边水推进。

2) 全流程硫沉积预测及治理技术建立了气-水-硫多相系统预测模型,实现“气藏-井筒-地面”全流程硫沉积预测,配套研发高效溶硫剂,制定分类治理工艺,减缓产能递减3.3%/a。

3) 低渗储层精细描述与有效动用技术包括相控双参数岩石物理量版构建、多因素储层动用潜力定量评价标准建立、“滑溜水+主体酸+复合暂堵+大排量多级注入”扩缝增体酸压工艺,支撑高效调整。

4) 高酸性气田湿气增压技术建立了考虑水侵和硫沉积影响的废弃压力计算方法,通过“气藏-井筒-地面”集输一体化仿真模拟优化了气藏增压幅度和增压模式,预计提高气藏采收率5.9%。

参 考 文 献

- [1] 高平,李双建,何治亮,等.四川盆地广元-梁平古裂陷构造-沉积演化[J].石油与天然气地质,2020,41(4):784-799.
GAO Ping, LI Shuangjian, HE Zhiliang, et al. Tectonic-sedimentary evolution of Guangyuan-Liangping paleo-rift in Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 784-799.
- [2] 姚倩颖,刘一锋,江青春,等.川北-川东地区中二叠世晚期地层划分新认识及地质意义[J].石油实验地质,2021,43(2):276-287.
- [3] YAO Qianying, LIU Yifeng, JIANG Qingchun, et al. Geological significance of late Mid-Permian stratigraphy in northern and eastern Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(2): 276-287.
- [3] 马永生.四川盆地普光超大型气田的形成机制[J].石油学报,2007,28(2):9-14,21.
MA Yongsheng. Generation mechanism of Puguang Gas Field in Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 9-14, 21.
- [4] 赫云兰,付孝悦,刘波,等.川东北飞仙关组鲕滩沉积与成岩对储集层的控制[J].石油勘探与开发,2012,39(4):434-443.
HE Yunlan, FU Xiaoyue, LIU Bo, et al. Control of oolitic beaches sedimentation and diagenesis on reservoirs in Feixianguan Formation, northeastern Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 434-443.
- [5] 于吉旺,庞雄奇,郑定业,等.普光地区深层碳酸盐岩气藏主控因素及有利区预测[J].特种油气藏,2022,29(3):28-35.
YU Jiawang, PANG Xiongqi, ZHENG Dingye, et al. Main controlling factors and favorable area prediction of deep carbonate gas reservoirs in Puguang area [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(3): 28-35.
- [6] 李中超,孙利,王峻,等.普光地区飞仙关组储层主控因素分析[J].中国矿业,2013,22(2):53-56.
LI Zhongchao, SUN Li, WANG Jun, et al. Analysis of reservoir dominated factors in Fei Xianguan formation of Puguang area [J]. China Mining Magazine, 2013, 22(2): 53-56.
- [7] 黄长兵,黄泽贵,王小飞,等.普光气田飞仙关组三段微生物碳酸盐岩储层特征及主控因素[J].大庆石油地质与开发,2021,40(1):17-25.
HUANG Changbing, HUANG Zegui, WANG Xiaofei, et al. Characteristics and main controlling factors of the microbial carbonate reservoirs in the 3rd member of Feixianguan Formation in Puguang Gas Field [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(1): 17-25.
- [8] 任杰,田永敏,王军,等.普光气田礁滩相储层特征及分类评价[J].断块油气田,2020,27(5):579-584.
REN Jie, TIAN Yongmin, WANG Jun, et al. The characteristics and classification evaluation of reef-shoal facies reservoir in Puguang Gas Field [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(5): 579-584.
- [9] 宿亚仙.普光地区飞仙关组颗粒滩储层发育分布规律及控制因素[J].断块油气田,2023,30(3):396-404.
SU Yaxian. Development and distribution of grain shoal reservoir of the Feixianguan Formation in Puguang area and controlling factors [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(3): 396-404.
- [10] 郭彤楼.川东北地区台地边缘礁、滩气藏沉积与储层特征[J].地质前缘,2011,18(4):201-211.
GUO Tonglou. The characteristics of sedimentation and reservoirs of reef-beach gas fields in carbonate platform margins, northeastern Sichuan Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2011, 18(4): 201-211.

- [11] 杨伟强, 吕立爽, 周艳娜, 等. 普光地区飞仙关组台缘滩储层发育机理与差异分布规律[J]. 断块油气田, 2023, 30(6): 954-962.
YANG Weiqiang, LYU Lishuang, ZHOU Yanna, et al. Development mechanism and differential distribution of platform margin shoal reservoirs of the Feixianguan Formation in Puguang area[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(6): 954-962.
- [12] 杨雨, 谢继容, 文龙, 等. 四川盆地东北部飞仙关组台缘早期鲕滩带的发现及宣探1井天然气勘探突破意义[J]. 天然气工业, 2023, 43(9): 1-13.
YANG Yu, XIE Jirong, WEN Long, et al. Discovery of early platform-margin oolitic shoal zone of Feixianguan Formation in the northeastern Sichuan Basin and natural gas exploration breakthrough in Well Xuantan 1[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(9): 1-13.
- [13] 张本健, 徐唱, 徐亮, 等. 四川盆地东北部三叠系飞三段沉积特征及油气地质意义[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(3): 154-163.
ZHANG Benjian, XU Chang, XU Liang, et al. Sedimentary characteristics and petroleum geological significance of the third member of Triassic Feixianguan Formation in northeastern Sichuan Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(3): 154-163.
- [14] 李继强, 胡世莱, 杨梦垚, 等. 水驱气藏产水气井产能计算数学模型[J]. 特种油气藏, 2018, 25(5): 89-92.
LI Jiqiang, HU Shilai, YANG Chenyao, et al. Mathematical productivity model for the gas well with water production in water-flooding gas reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(5): 89-92.
- [15] 李江涛, 孙凌云, 项焱伟, 等. 水驱气藏水淹风险描述及防控对策[J]. 天然气工业, 2019, 39(5): 79-84.
LI Jiangtao, SUN Lingyun, XIANG Yiwei, et al. Description and prevention & control technical countermeasures of water flooding risk in water-drive gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(5): 79-84.
- [16] 冯曦, 彭先, 李隆新, 等. 碳酸盐岩气藏储层非均质性对水侵差异化的影响[J]. 天然气工业, 2018, 38(6): 67-75.
FENG Xi, PENG Xian, LI Longxin, et al. Influence of reservoir heterogeneity on water invasion differentiation in carbonate gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6): 67-75.
- [17] 李涛. 普光气田开发过程水侵特征分析[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 65-71.
LI Tao. Characteristics of water influx in the development of the Puguang Gas Field, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 65-71.
- [18] 宿亚仙. 深层礁滩相气藏水侵优势通道刻画——以普光气田飞一、二段气藏为例[J]. 断块油气田, 2020, 27(6): 770-773.
SU Yaxian. Water invasion dominant channel description of deep reef-beach gas reservoir: A case study of first and second members of Feixianguan gas reservoir in Puguang Gas Field [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(6): 770-773.
- [19] WU K, LI X. A new method to predict water breakthrough time in an edge water condensate gas reservoir considering retrograde condensation [J]. Petroleum Science and Technology, 2013, 31(17): 1738-1743.
- [20] 李江涛, 柴小颖, 邓成刚, 等. 提升水驱气藏开发效果的先期控水技术[J]. 天然气工业, 2017, 37(8): 132-139.
LI Jiangtao, CHAI Xiaoying, DENG Chenggang, et al. Early-stage water control technology in improving the development efficiency of water drive gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(8): 132-139.
- [21] 乔海波, 欧成华, 刘晓旭. 含硫气体元素硫溶解度预测模型研究[J]. 钻采工艺, 2006, 29(5): 91-93.
QIAO Haibo, OU Chenghua, LIU Xiaoxu. Study on the forecast model for solubility of element sulfur in sour gas [J]. Drilling & Production Technology, 2006, 29(5): 91-93.
- [22] 卞小强, 杜志敏, 陈静, 等. 一种关联元素硫在酸性气体中的溶解度新模型[J]. 石油学报(石油加工), 2009, 25(6): 889-895.
BIAN Xiaoqiang, DU Zhimin, CHEN Jing, et al. A new association model for the correlation of the solubilities of the elemental sulfur in sour gases [J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2009, 25(6): 889-895.
- [23] 李洪, 李治平, 赖枫鹏, 等. 高含硫气藏元素硫溶解度预测新模型[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2015, 30(2): 88-92.
LI Hong, LI Zhiping, LAI Fengpeng, et al. A new model for predicting solubility of sulfur in high sulfur content gas reservoirs [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2015, 30(2): 88-92.
- [24] 关小旭, 李朋, 张砚, 等. 应用Chrastil缔合模型计算元素硫在酸性气体中的溶解度[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2017, 32(1): 101-106, 118.
GUAN Xiaoxu, LI Peng, ZHANG Yan, et al. Calculation of solubility of elemental sulfur in acid gas mixture by Chrastil's association model [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2017, 32(1): 101-106, 118.
- [25] 杨明理, 万莹, 霍翔宇, 等. 含硫天然气中单质硫溶解度的实验和理论研究进展[J]. 天然气工业, 2025, 45(2): 146-158.
YANG Mingli, WAN Ying, HUO Xiangyu, et al. Experimental and theoretical research progresses on the solubility of elemental sulfur in high-sulfur natural gas [J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(2): 146-158.
- [26] 曾大乾, 张庆生, 李童, 等. 四川盆地普光高含硫气田长周期高产稳产关键技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 65-75.
ZENG Daqian, ZHANG Qingsheng, LI Tong, et al. Key technologies for long-period high and stable production of the Puguang high-sulfur gas field, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 65-75.
- [27] 葛枫, 贾长青, 李宏. 四川盆地罗家寨高含硫气田安全高效开发与长期稳产关键技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(9): 85-92.
GE Feng, JIA Changqing, LI Hong. Key technologies for safe and efficient development and long-term stable production of the LuoJiazhai high-sulfur gas field in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(9): 85-92.
- [28] 郭彤楼, 王勇飞, 柯光明. 元坝气田长兴组超深层高含硫生物礁底水气藏持续稳产关键技术[J]. 天然气工业, 2023, 43

- (9): 93-101.
- GUO Tonglou, WANG Yongfei, KE Guangming. Key technologies for sustainable production of ultra-deep high-sulfur bioherm gas reservoirs with bottom water in the Changxing Formation, Yuanba Gas Field [J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(9): 93-101.
- [29] 曾大乾, 游瑜春, 李中超, 等. 普光高含硫碳酸盐岩气田开发调整关键技术[J]. *天然气工业*, 2023, 43(9): 102-111.
- ZENG Daqian, YOU Yuchun, LI Zhongchao, et al. Key technologies for development adjustment of the Puguang high-sulfur carbonate gas field [J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(9): 102-111.
- [30] 付德奎. 普光气田气井硫堵动态特征及治理对策研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 45(5): 119-130.
- FU Dekui. Dynamic characteristics and countermeasures of sulfur plugging in gas wells of Puguang Gas Field [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2023, 45(5): 119-130.
- [31] ROBERTS B E. Flow impairment by deposited sulfur—A review of 50 years of research [J]. *The Journal of Natural Gas Engineering*, 2017, 2(1): 84-105.
- [32] 刘爱华, 韩玉坤, 梁红娇, 等. 普光气田气井水侵特征识别及出水模式探讨[J]. *特种油气藏*, 2015, 22(3): 125-127.
- LIU Aihua, HAN Yukun, LIANG Hongjiao, et al. Water invasion identification and water production mode in gas well in Puguang Gas Field [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(3): 125-127.
- [33] 曾大乾, 李继强, 张俊法, 等. 普光气田地层水启动压力梯度实验研究[J]. *科学技术与工程*, 2020, 20(10): 3952-3956.
- ZENG Daqian, LI Jiqiang, ZHANG Junfa, et al. Experimental study of threshold pressure gradient for formation water in the Puguang Gas Field [J]. *Science Technology and Engineering*, 2020, 20(10): 3952-3956.
- [34] 曾大乾, 张睿, 姜淑霞, 等. 高含硫气藏储层硫沉积研究进展及发展趋势[J]. *天然气工业*, 2024, 44(11): 82-91.
- ZENG Daqian, ZHANG Rui, JIANG Shuxia, et al. Research on sulfur deposition in high-sulfur gas reservoirs: Review and prospect [J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(11): 82-91.
- [35] 李童, 马永生, 曾大乾, 等. 液硫沉积吸附影响下高含硫气藏储层精细定量表征[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(2): 367-379.
- LI Tong, MA Yongsheng, ZENG Daqian, et al. Fine quantitative characterization of high- H_2S gas reservoirs under the influence of liquid sulfur deposition and adsorption [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(2): 367-379.
- [36] 李童, 马永生, 曾大乾, 等. 高含硫气藏地层硫沉积研究进展及展望[J]. *断块油气田*, 2022, 29(4): 433-440.
- LI Tong, MA Yongsheng, ZENG Daqian, et al. Research progress and prospect of formation sulfur deposition in high sulfur gas reservoirs [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(4): 433-440.
- [37] 沈伟军, 李熙喆, 刘晓华, 等. 裂缝性气藏水侵机理物理模拟[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2014, 45(9): 3283-3287.
- SHEN Weijun, LI Xizhe, LIU Xiaohua, et al. Physical simulation of water influx mechanism in fractured gas reservoirs [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2014, 45(9): 3283-3287.
- [38] 曾桃, 郑永建, 李跃林. 复杂断块油藏优势通道识别与定量描述——以涪州12-1油田北块6井区为例[J]. *石油地质与工程*, 2016, 30(4): 92-95.
- ZENG Tao, ZHENG Yongjian, LI Yuelin. Preferential pathway identification and quantitative description of complex fault-block reservoir—a case study of Well Block-6 in northern Weizhou 12-1 Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2016, 30(4): 92-95.
- [39] 胡勇, 彭先, 李骞, 等. 四川盆地深层海相碳酸盐岩气藏开发技术进展与发展方向[J]. *天然气工业*, 2019, 39(9): 48-57.
- HU Yong, PENG Xian, LI Qian, et al. Progress and development direction of technologies for deep marine carbonate gas reservoirs in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(9): 48-57.
- [40] 宿亚仙, 王艳艳, 姜淑霞, 等. 一种低气液比气井临界携液条件的确定方法、配产方法: CN202010426055.4 [P]. 2021-11-23.
- SU Yaxian, WANG Yanyan, JIANG Shuxia, et al. A method for determining critical liquid-carrying conditions and production allocation in low gas-liquid ratio gas wells: CN202010426055.4 [P]. 2021-11-23.
- [41] 曾大乾, 石志良, 彭鑫岭, 等. 普光高含硫气田开发特征及提高采收率对策[J]. *断块油气田*, 2023, 30(6): 879-887.
- ZENG Daqian, SHI Zhiliang, PENG Xinling, et al. Development characteristics and countermeasures for improving gas recovery in Puguang Gas Field with high sulfur content [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2023, 30(6): 879-887.
- [42] 陈平, 樊洪, 漆明勇. 川中低渗油田开发后期伴生气增压开采技术[J]. *天然气工业*, 2003, 23(增刊1): 136-138.
- CHEN Ping, FAN Hong, QI Mingyong. Accompanying gas recovering techniques with booster for late development of low permeability oil fields in middle Sichuan area [J]. *Natural Gas Industry*, 2003, 23(S1): 136-138.
- [43] 刘争芬. 大牛地“低压、低产、低渗透”气田增压集输模式[J]. *天然气工业*, 2011, 31(10): 86-88, 124.
- LIU Zhengfen. Pressure-boosting process for a gas gathering and transportation system at the Daniudi Gas Field with low pressure, low production and low permeability [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(10): 86-88, 124.
- [44] 王贵生, 易小燕, 耿燕飞. 大牛地气田D井区增压开采效果预测[J]. *重庆科技学院学报(自然科学版)*, 2014, 16(3): 26-28.
- WANG Guisheng, YI Xiaoyan, GENG Yanfei. The pressure boosting prediction of D district in Daniudi Gasfield [J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition)*, 2014, 16(3): 26-28.