

# 苏里格气田直、丛井压裂工艺优化研究与实践

## ——以苏 10、苏 11 区块为例

### Research and Practice on Optimization of Fracturing Technology for Straight and Cluster Wells in Sulige Gas Field

#### —Taking Su 10 and Su 11 Blocks as an Example

王涛

Tao Wang

中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司 中国·辽宁 盘锦 124010

Sulige Gas Field Company, Great Wall Drilling Company of CNPC, Panjin, Liaoning, 124010, China

**摘要:** 长城钻探苏里格风险合作区苏 10、苏 11 区块是典型的“三低”气藏,以直丛井为主要开发方式,井数占比 80% 以上。随着开发的进行,区块地质条件呈现储层物性变差、纵向厚度变薄、横向变化快、气水关系复杂、压力系数降低的特征,给气井压裂施工、设计、返排、后期生产带来了很大困难。针对以上不利因素,通过将区块开发“化整为零”,结合不同区域所遇问题,有针对性开展“一井一策”,在直丛井储层改造上采取优化措施,取得一定增产效果。

**Abstract:** Blocks Su 10, Su 11 in Sulige Risk Cooperation Zone of Great Wall Drilling Engineering Company are typical “three low” gas reservoirs, with the number of straight bunches accounting for 80%. With the development, the geological conditions in the block are characterized by poor reservoir physical properties, thinner longitudinal thickness, rapid lateral change, complex gas water relationship, and lower pressure coefficient, which brings great difficulties to the fracturing construction, design, flowback, and later production of gas wells. In view of the above adverse factors, by “breaking the block development into parts”, combining the problems encountered in different regions, we have targeted the “one well, one policy”, and taken optimization measures in the reconstruction of the straight cluster well reservoir, so as to achieve a certain increase in production.

**关键词:** 储层改造; 精细分层; 生物复合乳液; 二氧化碳压裂

**Keywords:** reservoir reconstruction; fine stratification; biological composite lotion; carbon dioxide fracturing

**DOI:** 10.12346/etr.v4i10.7196

## 1 区块概况及面临开发难点

### 1.1 区块概况及地质特征

苏里格气田呈现出积含气面积大、小富集面积小的整体含气特点,储层具有非均质性强、有效砂体控制规模小特点,是典型的“低孔、低渗、低丰度”致密砂岩气藏,开发难度大<sup>[1]</sup>。

苏 10、苏 11 区块位于苏里格气田的北部和西北部,位于长庆靖边气田西北侧的苏里格庙地区。区域构造属于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西北侧,行政区属内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗和鄂托克旗所辖。两区块东与苏 10 区块毗邻,南

与苏 5 区块相连,区块为一南北矩形,南北长约 33 km,东西宽约 19 km,合作区面积分别为 542 km<sup>2</sup> 和 620 km<sup>2</sup>。地貌类型主要为沙丘及湿地,地表为沙漠和草地。地形相对高差 20 m 左右,地面海拔一般为 1200~1350 m,气候类型属内陆性半干旱气候。

### 1.2 开发难点

苏 10、苏 11 区块以直丛井开发为主,进入开发中后期,区块地质条件变差、常规储层改造工艺和设计理念难以满足生产需求,如图 1 所示。

【作者简介】王涛(1988-),男,中国黑龙江哈尔滨人,硕士,工程师,从事压裂技术研究和现场管理研究。

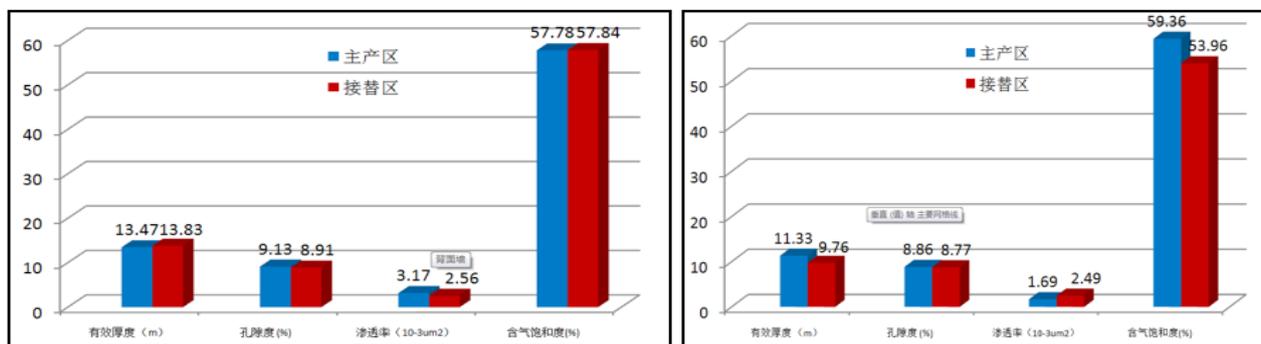


图1 区块主产区与接替区物性、含气性对比

### 1.2.1 砂体发育规模减小，含气砂体“零、散”

储层砂体发育不集中：纵向上砂体厚度变薄、不连续，横向上砂体展布规模变小。增加了优势砂体的钻遇难度、识别难度和精细改造难度。单井控制储量和动用储量的不确定性进一步增加。

### 1.2.2 储层物性变差，气水关系复杂

储层孔隙度、渗透率、含气饱和度对比主产区均有大幅度下降，气水关系复杂。气井压后或无法自喷，投产后产液量高，稳产能力差。

### 1.2.3 压裂分层工艺存在弊端

自2005年区块开发以来，直丛井一直采取K344封隔器进行分层压裂。该工艺管柱结构简单，座封、解封方式简单，可靠程度高，成本低的优势。但在配管柱和下封时，由于考虑避开接箍和管柱调长等原因会导致卡层不精细，相邻较近的薄层只能笼统改造，储层改造针对性不强。

## 2 工艺优化思路

①通过对钻遇薄储层进行精细分层改造，提高改造针对性，提高沟通优势砂体的概率；②开展液体改型试验，选用低残渣、易破胶、易返排的压裂液，提高返排率；③结合纳米助排、二氧化碳压裂，解决含气饱和度降低和气水关系复杂的问题；④优化压裂工艺参数，做好储层识别和砂体预测，通过调整施工排量、规模，有针对性调整液氮拌注比例和优化裂缝形态，提高储层改造效果。

## 3 主要做法及增产效果

### 3.1 储层精细分层改造工艺研究

#### 3.1.1 基于K344封隔器的暂堵压裂工艺

在K344封隔器分段压裂基础上，针对薄互层、层间距小、无法机械封隔、隔层发育的储层，采用“暂堵转向压裂”工艺。裂缝最先在应力最小、最容易起裂的储层产生，压裂结束后使用暂堵材料封堵已压开层段的孔眼和主裂缝，迫使井筒压力上升，达到另一簇的破裂压力值时，压裂液沿孔眼压开新的裂缝，继续下一簇压裂施工，最终目的是保证储层纵向上整体改造效果<sup>[2]</sup>。

该工艺目前累计实施4井次，均在压后放喷、增产方面取得优势，特别是在稳产方面，如表1所示，优势明显。以苏10某4井平台为例，该平台苏10-XX-20井三个目的层纵向上距离较近，要实现封隔器分层难度较大，常规笼统压裂往往只能改造其中部分层，改造效果不充分，达不到理想状态。针对本井薄互层储层，通过暂堵转向，提高储层纵向上整体动用程度。苏10-XX-20井整体地质条件居中，初期产量未见明显优势，后期稳产能力显著，单位压降气量最高。

#### 3.1.2 连续油管底封拖动压裂工艺

连续油管带特殊封隔器、喷砂器和定位校深装置，自下而上逐级拖动、逐层改造。通过逐级定位校深、座封、连续油管喷砂射孔、环空加砂的程序进行分层压裂。该种工艺可多次座封、多次解封，理论上可实现不限次数的压裂。同时，该种定位、卡层精准，对于小薄层、纵向上薄互层的储层能够充分改造<sup>[3]</sup>。

该工艺在苏10-XX-45井实施1井次，解决本井纵向多套薄层发育，常规工艺无法实现准确卡层封隔的问题。经过连油底封拖动精细充分改造，本井在地质条件相对较差的情况下，实现了较好的稳产效果，如表2所示，单位压降产气量远高于邻井。

#### 3.1.3 桥射联座工艺

桥塞射孔联座是一种套管压裂工艺，该工艺的最大优势在于可大幅度提高施工排量，施工排量可提高3倍，如表3所示。通过提高施工排量可提高静压力，确保每个小储层都能够开启、进液，充分改造。

### 3.2 液体改型，提高一次点火成功率

乳液型清洁压裂液通过生物法获得一种微生物稠化剂，再复合其他多种有机溶剂制备的乳液压裂液，是一种可在线连续混配并能回收循环利用的压裂液。该稠化剂与水混合时发生缔合作用，形成具有携砂能力粘弹性线性结构流体，靠粘性和弹性携砂把支撑剂带入裂缝。进入地层后，在地层温度、压力、破胶剂的作用下破胶，其螺旋形分子结构会分解成为小分子结构，悬浮聚集体无法相互缠结，破胶液返排到地面<sup>[4]</sup>。该体系除了耐温、耐剪切性能好，粘弹性悬砂性可靠外，其破胶性能、残渣含量都远优于胍胶体系。

自 2018 年底以来, 该体系实现了直井全面推广, 累计应用 340 多井次, 并取得了良好的应用效果。

该体系压裂液在混砂车在线成胶, 无需配液, 实现施工流程简化, 液体体系防冻, 为现场管理和冬季施工都带来了便利条件。同时, 如表 4 所示, 应用该体系后直井压裂一次点火成功率有了很大提高, 压后措施投入也大幅度降低。

### 3.3 纳米增效剂试验

苏里格地区地层压力系数低, 仅为 0.8 左右。压后仍有一部分压裂液受水锁效应和毛细管影响无法排出, 滞留于压裂裂缝周边和缝隙中。该种滞留直接影响地层的相对渗透率, 进而影响气井返排效果和产量。

纳米增效剂是一种由油、表面活性剂、助溶剂、水组成的均相透明的微乳液。其粒径在纳米范围内。在纳米助排剂作用下, 可有效降低了毛细管力, 克服水锁, 使更多的微小孔吼参与到生产中来, 动用了更多的孔吼中的气体, 提高气井稳产能力<sup>[5]</sup>。

该工艺于 2021 年实施 1 井次, 该井目的层相邻上部有一套干层, 一套水层。为提高单井稳产能力, 前置阶段伴注纳米级增效材料, 来改善储层流体的渗流通道, 增强远井区域的产能贡献率。压后 1.5 h 即可点火, 6 h 火苗稳定后返排率达 31.3%, 火苗长度 6~8 m, 压后返排至交井时间共 2.5 天,

压后平均日产 1.9 万 m<sup>3</sup>, 对于增产和提高快速返排速度及减少建井周期具有积极意义。

### 3.4 二氧化碳压裂

二氧化碳压裂可以实现减少入地液量甚至无水压裂, 同时依靠其助排性能可以大幅度减少压裂液体对地层的伤害<sup>[6]</sup>。同时, 二氧化碳泡沫压裂液界面张力显著低于水基压裂液, 可以减少毛细管力和压裂液在地层中的吸附作用。在储层地质条件变差的情况下, 可以很好地弥补水基压裂液的短板。近几年主要在苏 11 南部高含水区域开展了二氧化碳泡沫压裂和干法压裂。

#### 3.4.1 二氧化碳泡沫压裂

2016 年以来, 苏 11 区块实施 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂 6 口井 8 层。采用变泡沫质量方式, CO<sub>2</sub> 注入排量 1.0~2.5 m<sup>3</sup>/min, 压裂液注入排量 0.4~3.4 m<sup>3</sup>/min, 平均砂比 18.7%~23.7%, 泡沫强度范围 18.6%~75%, 平均 33.3%~44.2%。

#### 3.4.2 二氧化碳干法压裂

二氧化碳干法加砂压裂, 对地层和人工裂缝几乎无伤害, 具有增产和环保的双重技术优势。在苏 11-52-13 井试验, 本井是长城苏里格地区首口无水压裂井, 使用二氧化碳 423 t, 仅加砂 8.8 m<sup>3</sup>, 压后放喷效果较好, 初期配产 1.3 万 m<sup>3</sup>/天。

表 1 苏 10-XX 平台 4 井静态资料对比

井号	有效孔隙度	渗透率	含气饱和度	有效厚度	初期日产量	初期套压	备注
	(%)	(mD)	(%)	(m)	(万 m <sup>3</sup> )	(MPa)	
苏 10-XX-20	9.2	2.2	65	12.5	1.5102	17.01	试验井
苏 10-XX-19	9.4	1.68	67.45	10.7	0.9012	13.65	对比井
苏 10-XX-21	8.9	2.2	69.8	20.1	1.8965	20.4	对比井
苏 10-XX-18	8.31	1.74	63.34	12.8	1.036	14.73	对比井

表 2 苏 10-XX-45 平台稳产能力对比

井号	生产天数	累产	平均日产	目前套压	初期套压	单位压降气量	备注
	(天)	(万 m <sup>3</sup> )	(万 m <sup>3</sup> /天)	(MPa)	(MPa)	(万 m <sup>3</sup> /MPa)	
苏 10-XX-45	311	273.39	0.88	10.80	16.60	47.14	试验井
苏 10-XX-43	221	106.50	0.48	4.60	15.20	10.05	对比井
苏 10-XY-45	297	267.32	0.90	7.73	21.05	20.07	对比井

表 3 苏 10-XX-45 平台稳产能力对比

井号	有效厚度	返排液量	返排率	火焰高度	交井套压	30 d 日产	备注
	(m)	(m <sup>3</sup> )	(%)	(m)	(MPa)	万 m <sup>3</sup>	
苏 11-XX-41	18	900	64.8	5.0-6.0	20	1.62	试验井
苏 11-XX-39	14.9	408	77.2	5.0-6.0	14	1.1	对比井
对比情况	20.80%	120.60%	-16.10%	—	42.90%	46.60%	

表4 液体改型后气井投产效果对比

区块名称	2020年				2019年				2018年改型前			
	放喷交井	投产成功井	投产成功率	气举	放喷交井	投产成功井	投产成功率	气举	放喷交井	投产成功井	投产成功率	气举
	(口)	(口)	(%)	(台班/井)	(口)	(口)	(%)	(台班/井)	(口)	(口)	(%)	(台班/井)
苏10	13	12	92	0.31	56	52	92.9	0.66	15	10	66.7	1.85
苏11	23	19	83		27	26	96.3		35	29	82.9	
苏53	12	11	92		11	11	100.0		6	3	50.0	
合计	48	42	88		94	89	94.7		56	42	75.0	

#### 4 结论和认识

①通过技术手段实现储层精细分层、提高改造针对性能够提高储层纵向上的动用程度，进而气井稳产能力，应对砂体发育“零散”有积极作用。

②生物复合乳液体系具有破胶充分、残渣低的优势。在满足正常加砂条件下可提高气井一次点火成功率，降低压后措施投入。

③纳米增效技术压后见气时间短、总放喷时间少、交井油套压高，初期产量提升明显。

④二氧化碳压裂无论是干法压裂还是泡沫压裂均可以实现降低入井液量，减少储层伤害的目的。但二者的施工稳定性及过高的价格投入目前尚无法大规模推广。

#### 参考文献

- [1] 杨华,付金华,刘新社,等.苏里格大型致密砂岩气藏形成条件及勘探技术[J].石油学报,2012,33(A01):10.
- [2] 魏旭,张永平,尚立涛,等.多段多簇压裂储层改造效果影响因素分析[J].油气地质与采收率,2018,25(2):96-102.
- [3] 王金友.连续油管拖动底封水力喷射环空加砂分段压裂技术[J].石油矿场机械,2016,45(5):4.
- [4] 黄嵘,唐善法,方飞飞,等.中高温清洁压裂液研究及应用进展[J].化工生产与技术,2012(3):28-32.
- [5] 邱小庆.纳米复合液性能评价及应用[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2021,23(2):16-20
- [6] 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.