

# 苏里格气田快速排液技术

韩红旭<sup>1</sup>, 贾建鹏<sup>2,3</sup>, 白建文<sup>2,3</sup>, 邵振鹏<sup>4</sup>

- 1. 中国石油长庆油田分公司工程监督处 陕西西安 710018
- 2. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院 陕西西安 710018
- 3. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 陕西西安 710018
- 4. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气井测试分公司 河北廊坊 065007

通讯作者: Email: shaozpeng@cnpc.com.cn

引用: 韩红旭, 贾建鹏, 白建文, 等. 苏里格气田快速排液技术[J]. 油气井测试, 2020, 29(1): 35-42.

Cite: HAN Hongxu, JIA Jianpeng, BAI Jianwen, et al. Rapid drainage technology in Sulige gas field [J]. Well Testing, 2020, 29(1): 35-42.

**摘要** 苏里格地区大量气井储层改造时进入地层及井筒的液体无法快速、有效返排。为避免对储层造成二次伤害, 影响气井产能, 统计该地区大量气井排液数据, 结合现场施工经验, 分析了影响气井压后排液效果的主要因素; 对常用关放排液、液氮伴注排液、连续油管气举排液等技术从原理、适用条件、使用方法等方面进行讨论, 结合现场实际应用情况进行类比分析, 提出不同排液工艺的优化方法。结果表明, 合理利用地层弹性能量和气体携液能力是提高排液效率的重要手段。根据气井压后的实际情况选择合理的排液方式, 可达到指导作业现场快速排液的目的。

**关键词** 苏里格气田; 气井排液; 关放排液; 液氮伴注排液; 气举排液; 工艺优化; 应用效果

**中图分类号:** TE353      **文献标识码:** B      **DOI:** 10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.01.007

## Rapid drainage technology in Sulige gas field

HAN Hongxu<sup>1</sup>, JIA Jianpeng<sup>2,3</sup>, BAI Jianwen<sup>2,3</sup>, SHAO Zhenpeng<sup>4</sup>

- 1. Engineering Supervision Office of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China
- 2. Research Institute of Petroleum Technology, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China
- 3. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China
- 4. Well Testing Branch of CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Langfang, Hebei 065007, China

**Abstract:** During the stimulation of a large number of gas well reservoirs in the Sulige area, liquids entering the formation and wellbore cannot be quickly and effectively returned. In order to avoid the re-damage to the reservoir and affect gas well productivity, this paper collected a large number of gas well drainage data in the area. The main factors affecting the drainage effect after gas well pressure combined with the construction experience. The commonly used technologies such as shut-off drainage, liquid nitrogen associated injection drainage, and coiled tubing gas lift drainage were discussed in terms of principles, applicable conditions, and usage methods. Based on the analog analysis of the actual application in the field, an optimization method for different drainage processes is proposed. The results show that the rational use of formation elastic energy and gas-carrying capacity is an important means to improve drainage efficiency. According to the actual situation after gas well pressure, a reasonable drainage method can be selected to guide the rapid drainage of the operation site.

**Keywords:** Sulige gas field; gas well drainage; shutting-opening drainage; drainage with liquid nitrogen; gas lift drainage; process optimization; application effect

气井改造后排液是试气作业过程中的一项关键工艺, 在对气层进行改造过程中, 大量外来液体进入地层, 如不彻底、及时将这些液体排出, 就会对储层造成二次伤害, 严重影响产能。因此, 能否快速、有效的返排出因改造而进入地层及井筒的液

体, 是关系到为勘探开发获取准确的地质资料和提高气井产能的重要环节, 也是提高试气速度、缩短试气周期的关键技术。

国外在气藏改造后排水采气工艺的应用始于上世纪初。布朗等研究的气液流入井的动态关系

与油管多相流特性相协调的单井系统节点分析在国外应用广泛<sup>[1-3]</sup>,通过分析人工助排时间的选择来优化气井排水的工艺。近年来,国外又开发出了以降低成本为主要目标的气井排液新技术,并进行了排水采气工艺技术与装备、井下作业、修井技术的系列配套研究<sup>[4]</sup>。研究应用了能提高气井产量、降低操作和处理费用的井下气水分离、回注系统、喷射气举、腔式气举、射流泵和气举组合开采等技术<sup>[5]</sup>,以及智能人工举升配套装备,使排水采气工艺技术逐步向遥控、集中、高度自动化、智能化举升方向发展<sup>[6]</sup>。同时配套了工艺优化设计以及诊断分析软件,主要有 GLOP 气举优化设计及分析软件、ESOP 电潜泵优化设计及分析软件等<sup>[7]</sup>。

与国外相比,国内储层改造后快速排液工艺技术和试验相对较晚。1996年,刘川生<sup>[8]</sup>对气井酸化后间隙放喷排液的方法做了详细分析,得出了酸化后排液方法的选择将会影响快速排液的效果。2005年,张霖等<sup>[9]</sup>就水力射流泵在气井排水采气工艺中的应用效果进行了分析。通过现场应用情况对比分析,认为水力射流泵排液技术对于气井快速排液效果显著。2006年,孙士东等<sup>[10]</sup>对大庆油田气井关放排液技术进行了研究,认为不同的关放时机直接影响储层改造后气井的返排率。2014年,田发国等<sup>[11]</sup>针对苏里格气田泡沫排水采气措施中药剂的选择、加注制度的设计等问题,采用实验室分析与现场实践结合的方法,解决了诸多气井产水的问题。2015年,于学涛<sup>[12]</sup>对连续油管注氮气气举排液技术的应用进行对比分析,指出连续油管氮气气举工艺应用的局限性。2018年,郭秀庭等<sup>[13]</sup>通过预置密封装置,利用弹性体密封涡流排水采气工具与油管内径之间的间隙,使气体完全进入螺旋体携水增气。张世春<sup>[14]</sup>针对苏里格气田如何合理采取泡沫排水采气措施的问题,采用化学容量法和仪器分析相结合的方法,优化了苏里格气田不同气井泡沫排水采气工艺技术,提高了气井连续携液能力。2019年,贾俊敏等<sup>[15]</sup>采用在原井管柱中直接下入带正循环气举阀的小直径油管方法,实现不动原井管柱直接进行排水采气。向欣等<sup>[16]</sup>针对苏里格气田苏77区块气井井筒积液严重的问题,采用加注泡排剂加氮气气举排液的方法,解决了井筒积液严重的问题。目前,苏里格气田采取的排液技术主要包括:有关放排液,液氮伴注助排,抽汲排液,水力射流泵排液,连续油管排液,排液棒排液,液氮反

注气举排液等。其中,关放排液、液氮助排应用比较广泛,但对关放排液时机的选择主要依靠经验,还没有形成指导性的方法;抽汲排液、液氮反注、连续油管气举等排液方式由于费用、安全等因素,使用受到限制;水力射流泵排液、排液棒排液工艺还有待进一步完善<sup>[17-19]</sup>。

针对苏里格气田气井在储层改造后排液工艺优化方面存在的问题,深入研究了影响气井压后排液效果的主要因素,同时对常用的几种排液技术进行了类比分析。通过现场应用实例分析,提出了不同排液工艺的优化方法,显著提高了苏里格气田气井储层改造后快速排液的效果。

## 1 气井排液的影响因素

气井经过压裂改造后,大量施工液体进入储层,采用合理的工艺将液体排出地面对改造效果非常重要。图1是放喷开始时地层及井筒压力示意图,图中 $p_{地}$ 为地层原始压力; $p_{井底}$ 为井内油管鞋处压力; $p_1$ 为施工压开地层裂缝口的压力; $p_2$ 为液体在裂缝相对深处形成的压力。

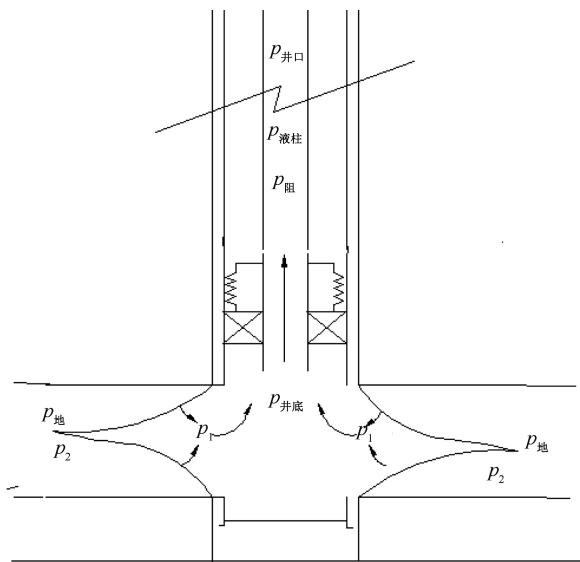


图1 放喷开始时井筒及地层内压力示意图  
Fig.1 Schematic diagram of wellbore and formation pressure at the beginning of blowout

改造后地层、裂缝,以及井筒压力处于不稳定状态,水力裂缝内压力最高,然后是压裂液滤失波及区,井筒压力往往高于原始地层压力。停泵后,由于裂缝的闭合,岩层挤压裂缝内液体产生弹性能量,使得 $p_2 > p_1$ 。在此压差下,裂缝内流体在放喷时,可以流动到井筒;放喷开始时, $p_{井底} > p_{液柱} + p_{阻} + p_{井口}$ ,依靠施工后的弹性能量举升液体。弹性能

量消失后,主要依靠地层能量达到连续自喷: $p_{地}>p_{井底}>p_{液柱}+p_{阻}+p_{井口}$ 。随着排液时间的延续,产层中的气体会通过裂缝到达井筒,气体进入井筒形成“气侵”,降低液柱压力。气体在井筒上升并排出过程中携带出液体,实现地层排液。气体和液体在油管中的流动可分为气泡流、段塞流、过渡流和雾状流。这几种流态在井筒排液过程中均可能存在,具体存在情况主要与井深和产气量有关。段塞流的气、液两相对摩阻都产生影响,滑脱损失小,举升效率高,有利于液体的排出。在实际排液中,通过调节针阀合理利用储层能量和施工后的弹性能量,控制流体流速来达到段塞流流态,从而促使液体的尽快排出。

1.1 快速排液条件

影响气井压后快速排液的因素很多,主要的影响因素有:施工后液体的弹性能量、地层自身的能量以及人工助排方式的选择。现场压后排液期间,需充分考虑影响气井快速排液的所有条件,然后根据实际施工情况,制定合理的排液方式,实现快速排液的目的。

1.1.1 施工后弹性能量的利用对井筒排液影响

苏里格气田储层压力系数一般小于 1.0,仅靠原始地层压力,很难举升全井筒的液柱,必须依靠施工后的弹性能量,才能尽可能多地排出井筒液体。因此,能否利用好施工后的弹性能量,往往是整个排液的关键<sup>[20]</sup>。即使在气层产气量很少或不产气的情况下,依靠弹性能量也能排出一部分井筒液体,见表 1。

表 1 弹性能量对压裂液排出影响情况

Table 1 Impact of elastic energy on fracturing fluid discharge

井号	层位	改造措施	入井液量/ m <sup>3</sup>	第一次放喷		产气量/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )
				时间/min	出液/m <sup>3</sup>	
1#	盒 8	压裂	226.3	815	115.0	干层
2#	太原	压裂	183.7	1 200	107.0	气显示
3#	马五	酸化	172.3	1 295	55.0	气显示

但是,弹性能量的扩散与渗透性和关井时间有关。随着关井时间的延长,弹性能量将逐渐扩散。因此,弹性能量的合理利用是排液的关键。施工结束后,必须根据停泵压力下降情况,及时进行控制放喷排液。

1.1.2 地层能量对井筒排液影响

如果在弹性能量消失前能尽可能多地排出井

筒液体,并且在此过程中,储层的气体能及时进入井筒降低液柱压力,保持地层压力大于井筒液柱压力时,就可以连续排出井筒液体。决定地层的气体能否迅速进入井筒助排的因素主要是地层产能的高低。统计苏里格气田日产气量在 1.0×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup> 以上的井(统计 60 口井),一次喷通率高达 90%;而日产气量小于 1.0×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup> 的井(统计 55 口井),60% 的井需要采取诱喷措施。所以,对于气层能量低、第一次放喷出液不是很多的井,地层气体不能迅速进入井筒助排,应及时借用其它的诱喷手段,加快排液进度。

1.1.3 液氮伴注对排液影响

液氮伴注于施工液体中,可以使氮气分散形成气泡,在部分喉道处聚集,有效封堵地层中的一些大孔隙、微裂缝,降低压裂液、酸液的滤失;氮气与岩面的接触中替代了部分酸液的位置或附着于岩面上形成气膜,起到一定的缓速作用;气相的介入使井筒中混合流体的密度降低,而且可以增加弹性能量,有利于自喷返排。

1.2.4 完井方式及管柱结构对排液影响

设计合理的井身结构及排液管柱也对排液有较大的影响,由于井筒的储积效应,小套管井、小油管排液管柱的井对低压低产井有较明显的助排效果。对于地层压力系数小于 0.85~0.90,储层显示较差的井,采用 139.7 mm 套管完井、60.325 mm 油管生产,能有效的降低井筒的储积效应,提高排液速度。

1.2.5 其它因素对排液的影响

除了上面提到的几个主要因素外,压裂酸化液的配伍性、防滤失性、破胶返排情况等一些因素也对排液有较大的影响。苏里格气田多为水敏性地层,水锁伤害比较严重,入地液体具有低固相、低残留、易水化、易返排等特点,也对排液有着决定性的作用。

2 几种主要排液措施分析

一般来说,井筒排液需要经过图 2 所示的流程。目前,苏里格气田常见的排液方法有关放排液、液氮伴注助排、连续油管排液等。其中,关放排液是最主要的排液方式。根据排液流程及影响排液的原因分析,按照及时、彻底的排液原则,现场排液必须根据实际情况,及时调整排液方式。

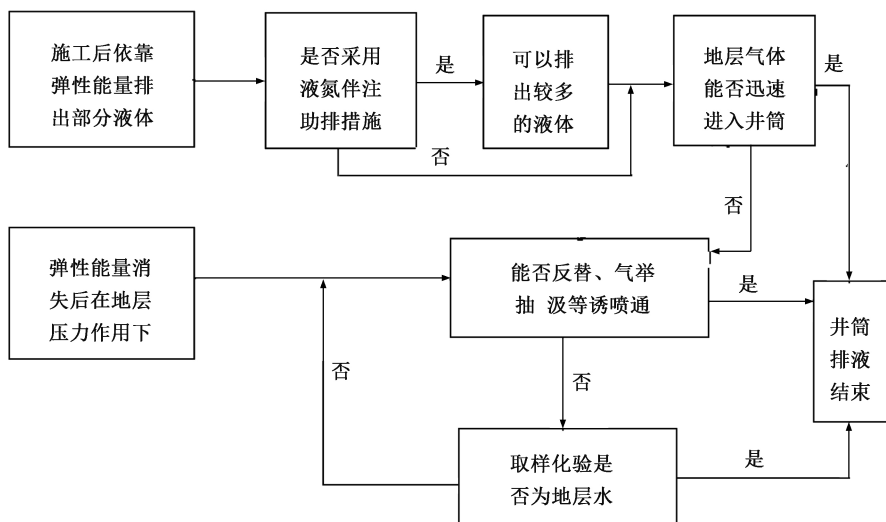


图2 井筒排液流程分析图  
Fig.2 Flow chart of wellbore drainage

## 2.1 关放排液

关放排液是气井主要的排液方式,主要依靠压后弹性能量和地层自身能量,通过间歇式的关井恢复能量和控制放喷,使储层的气流携带液体从地层经井筒带出至地面。

### 2.1.1 工艺原理及技术特点

气井压后放喷期间,通过合理调整针阀开启度或油嘴尺寸,保证气流携液的最佳效率,而且要针对不同的地层岩性特征控制压差,防止产生压敏和速敏效应。如果放喷控制不好,压差过大,排量过大,会造成黏土矿物发生运移,堵塞喉道,形成速敏效应,使有效渗透率下降,影响产能。实验数据表明,对细粒石英砂岩压差应控制在 4.0 MPa,对粗粒和含砾粗砂岩应控制在 6~7 MPa。苏里格气田上古砂岩气层,只有山 2 砂体是粒度较粗、质地较纯的石英砂岩,其应力敏感性较弱。因此,控制放喷排量和压力对储层的保护具有很重要的意义。

### 2.1.2 技术对策

根据控制放喷依据和储层的特性,结合多年的现场经验,在放喷排液过程中根据实时情况采取相应的对策以加快排液速度。

初放喷时,按照强制裂缝闭合原则,要控制针阀,待裂缝完全闭合后,排量可适当增加,使井口压力缓慢下降,严防储层吐砂或支撑剂在储层内的排列遭到破坏。根据气、液两相在垂直管柱中的流动型态,在开井的初始阶段,油管内的液体在地层的弹性能量作用下排出地面,油套管环形空间和近井地带地层的液体,在油套管压差和地层

能量的作用下,部分流经油管排出地面。由于压裂酸化后井底附近地层孔隙基本被液体占据,短时间内地层中液体不易与天然气混合,液体中溶解的气量较少。所以,反映在放喷口的排出物中以液体为主。

随着时间的增长,油、套管之间的压差降低,储层中的液体逐渐进入井筒,并将部分天然气带至井筒,使井底液体形成“气侵”,可降低液柱压力。同时,天然气则开始进入油套环形空间,井筒油管内的液柱压力持续降低,油套环空液面下降较快,地层流体流速加快,反映在放喷口显示为油压上升,喷势加大,出气量增加,可以间歇点燃,形成段塞流。这时,排液的效率较高。

第一次放喷结束后,在关井的这段时间里,大量气体进入环形空间内,气体与液体进行置换后占据液体上部空间,并在液体上部形成一定的压强而将环形空间的液体推向油管。同时,地层内混气液体也进入井筒。当井口压力上升较慢时,说明井口压力加液柱压力已接近地层压力,地层流向井底的液体很少。这时,油管内流体的分布(从井口到井底)为:纯气段、气液过渡带段、液体段(溶解有较少量的气体)。此时,应进行第二次开井放喷。

第二次放喷的第一段是纯气流;第二段是两相流(气液过渡段),气水同喷以气为主;第三段是塞状流(液柱段),以液体为主伴有溶解气。这段中的液体一部分是关井后在重力作用下聚集起来的液体,另一部分是关井过程中环形空间和地层

流入油管的液体。第四段为气液两相流气水同喷。这段排出的液体一部分是第三段滑脱的液体,另一部分是环形空间和地层推向油管的液体。第五段为雾状流。由于环空压力的降低,环空流向油管内的液体量减少,地层中排出的天然气量增加,在节流控制下以雾状形式排出地面,放喷口以气为主,见雾化水。此时,即可进行第二次关井恢复压力。

在以后的各次关井过程中,井内流体的变化与前述基本相同,直到井内为纯气柱时,油套压基本达到平衡。到此为止,整个放喷排液结束,可转入测试求产。

### 2.1.3 现场应用

苏里格气田 S1 井现场应用关放排液技术进行压后排液施工,对关放排液技术的有效性进行了验证。

S1 井属于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡构造上的一口开发井,主力产层是盒 8、盒 7,岩性以浅灰色细砂岩为主。2019 年 11 月 4–25 日采用井口关放排液方法对该井进行了压后放喷排液施工。

第一阶段:11 月 4–5 日,关井扩压后首先采用 6~12 mm 油嘴控制放喷。这一阶段井口以出液为主,累计出液 342.99 m<sup>3</sup>,返排率为 35.74%。

第二阶段:11 月 5–25 日,采用井口敞放与间歇关井的方法进行排液。这一阶段初期井口产出为液混相,后期以气为主,累计出液 558.31 m<sup>3</sup>,返排率达到了 58.17%。

该井排液期间井口油套压变化曲线如图 3 所示。

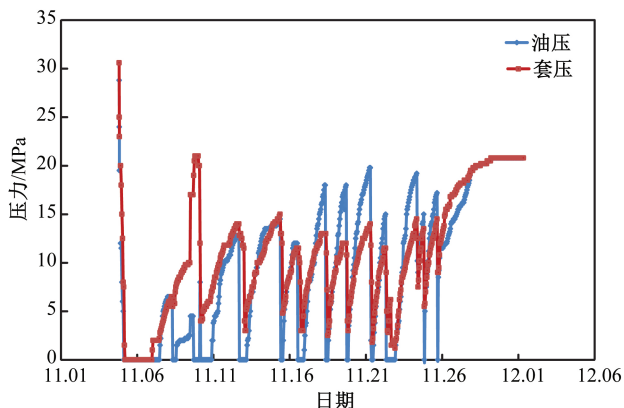


图3 S1井压裂后排液期间井口油套压力曲线  
Fig.3 Pressure curve of wellhead oil casing during fracturing and back flow of Well S1

现场应用情况说明,该井采用合理关放排液技

术,达到了快速有效排液的目的。该井后期求产,获得日产  $3.0 \times 10^4$  m<sup>3</sup> 工业气流,无阻流量达到  $14.58 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d。

通过统计苏里格气田大量采用关放排液技术进行排液的气井数据,得出以下结果:

(1)井筒明显有混气柱情况下的放喷,在不影响排液效果的情况下,可根据液量大小估算液柱压力,在确保井底生产压差在 8.0 MPa 以内的条件下放喷排液,不出液时立即关井。

(2)对于储层产能较低、关井压力恢复较慢的井,井口关井压力小于 5.0 MPa 时,油放可以不控制压力;井口关井压力在 5.0~10.0 MPa 时,油放最低压力控制在 1.0 MPa 以上。

(3)放喷时,连续 2~3 h 不出液,即可以关井,等压力恢复起来后再放喷;如果连续两次放喷 5 h 以上,均不出液,且关井后油套压在短时间内达到基本平衡,则排液合格。

可以看出,关放排液工艺简单,排液快、代价小,但控制不好,会对储层和地面设施造成伤害。因此,合理选择开关井时间和控制节流,是放喷排液的关键技术,研究制定合理的工作制度,是要解决的主要问题。

## 2.2 液氮伴注

目前,水力压裂仍是苏里格气田常用的建产开发方式。气井压裂时,伴注液氮成为提高压后返排率的重要手段。该方法在苏里格地区应用广泛,促排增产效果显著。

### 2.2.1 工艺原理及技术特点

低压低渗储层经过改造后,受微细孔喉捕集作用的影响,入井液返排困难,残液滞留于地层中引起二次污染的问题比较突出。液氮伴注就是采用延迟胶联技术在压裂液的前置液中加入氮气,形成均匀泡沫冻胶,用来撑开地层,并且在压裂后,靠压力释放后氮气膨胀提供驱动破胶水化液流动的能量。该技术可加快压后压裂液的返排速度,提高压裂液的返排率,减少压裂液对地层的伤害,确保压裂效果<sup>[21]</sup>。

### 2.2.2 现场应用

以苏里格气田 S2 井为例,对液氮伴注技术对压后排液效果的影响进行了检验。

S2 井是位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡构造的一口开发井,主力产层为盒 8、山 1,岩性为浅灰色细砂岩。2019 年 8 月 12 日,对该井盒 8、山 1 层(井段:

3 144.5~3 150.0 m)进行了液氮伴注水力压裂施工,具体的压裂施工参数如下:前置液 97 m<sup>3</sup>,携砂液 162 m<sup>3</sup>,顶替液 27.9 m<sup>3</sup>,施工排量 5.0 m<sup>3</sup>/min,支撑剂 35 m<sup>3</sup>,前置液比例 37.5%,平均含砂浓度 21.0%,预计破裂压力 55.0 MPa、施工摩阻 11.0 MPa、施工泵压 34.6 MPa,液氮 9 m<sup>3</sup>,液氮排量 180 L/min。该井压后进行了排液求产,返排率达到 47.32%,日产气 4.85×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,无阻流量 16.62×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,表明该井采用液氮伴注压裂工艺改造后效果明显,获得了较高的工业气流。

苏里格气田地层压力系数低,平均为 0.87 MPa/100 m。为了减小压裂液对气层的伤害,缩短排液时间,水力压裂井均采用液氮伴注。从 2016 年开始,对液氮伴注工艺进行了优化,部分井采用全程伴注液氮的做法,大部分井只在前置液和低砂比阶段伴注液氮。

(1)从液氮伴注工艺参数上来看,单井注入液氮量大体相当;液氮排量从 400~100 L/min 调整至 220~100 L/min 之间,并主要集中在 200~180 L/min;液氮伴注比例基本在 4.2%~4.7% 之间,平均为 4.46%。

(2)压裂液返排效果良好。统计井的压裂液返排率在 53.2%~145.3% 之间,平均为 87.6%。其中,95.7%井的返排率达到了 80%以上;平均返排时间为 111.5 h,平均返排速度为 3.65 m<sup>3</sup>/h,返排效果稳定,大部分井能够实现压后一次喷通。

总的来说,液氮伴注压裂工艺对苏里格气田上古生界气层的压裂改造具有较好的适用性。采用该工艺技术能大大提高排液速度,缩短试气周期,减少压裂残液对气层的伤害,有效节约开发成本。但是,合理选择液氮泵注程序、排量是关键。泵注排量过低,起不到助排的效果;排量过高,导致施工压力高,给整个施工带来困难。

### 2.3 连续油管液氮气举排液

该技术对压裂酸化后不能自然喷通的井排液效果较好,尤其在深井排液中,该技术更充分显示出其独特性、先进性与安全性。针对深井试验取得了非常好的效果,具有排液及时、效率高等特点。

#### 2.3.1 工艺原理及技术特点

连续油管液氮气举是用连续油管车把连续油管根据井筒液面下到一定深度,把液氮泵车与连续油管车相连,在油管中建立起循环通道(图 4)。

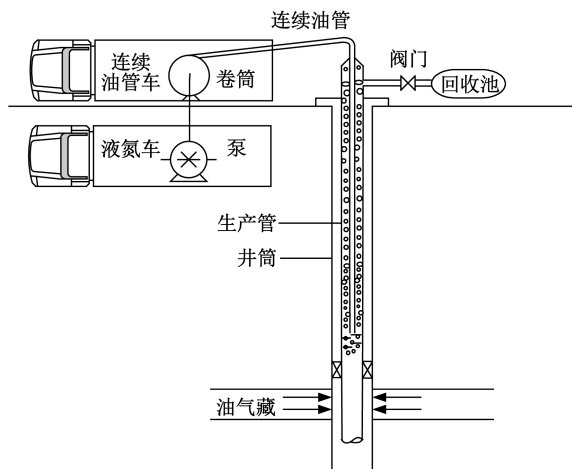


图 4 连续油管排液施工工艺示意图

Fig.4 Construction process of coiled tubing drainage

液氮泵车把液氮升温汽化后,从连续油管注入到生产管柱中。氮气推举管内液体通过连续油管的底部,从连续油管和生产管柱的环形空间返到地面,达到排液目的。连续油管可以逐步增加下入深度,分段排液,降低井底回压,减少回压突降对地层造成的伤害,直至达到排液设计要求<sup>[22]</sup>。

#### 2.3.2 现场应用

以苏里格气田 S3 井为例,对连续油管氮气助排工艺进行现场应用,验证该方法的可行性。

S3 井属于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡构造上的一口开发井,主力产层为山 1、山 2,岩性为灰白色中砂岩。2018 年 5 月 30 日~6 月 9 日,对该井山 1、山 2 层(井段 3 340.50~3 350.98 m)进行了压后放喷排液施工。5 月 30 日~6 月 1 日,进行压后放喷施工,后期井口无气液产出。6 月 2~9 日,采用连续油管液氮气举排液,连续油管下深 400~1 000 m,液氮泵注排量 50~110 L/min,井口油压 0~7.8 MPa,套压 13.5 MPa,气举排液后期井口已经达到自喷趋势,累计排液 118.3 m<sup>3</sup>。求产结果,日产气 1.5×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,无阻流量 8.63×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d。

将苏里格气田采用连续油管液氮助排的部分气井排液数据及结果进行了统计,结果见表 2。

从统计结果看,地层能量是连续油管排液效果好坏的关键。地层能量充足,排液效果明显,对于产水井和低产井,排液效果不明显,甚至比较差。如 4#井连续油管下深 3 600 m 左右,探液面在 650 m,排液效率比较低,后期采用抽汲排液求水产量。

表 2 苏里格气田部分井连续油管液氮助排统计表  
Table 2 Statistics of drainage with liquid nitrogen assisted of coiled tubing in some wells of Sulige gas field

井号	层位	下入深度/ m	液氮用量/ m <sup>3</sup>	出液/ m <sup>3</sup>	通否	产量		备注
						气/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	水/m <sup>3</sup>	
1#	盒 8 下	1 500	2.50	5.0	通	50.000 0	0.0	能量充足,不产水,效果明显
2#	盒 8 下	1 590	6.00	21.0	通	4.500 0	0.0	能量充足,不产水,效果明显
3#	山 2	2 800	7.75	17.0	通	10.000 0	0.0	能量充足,不产水,效果明显
4#	山 1	3 600	17.50	35.9	否	气显示	15.1	后期抽汲,探液面 650 m
5#	马五	3 750	15.10	74.0	否	0.205 5	2.1	产水,能量不足,效果不明显
	太原	3 397	15.05	52.8	否	0.012 0	0.0	能量不足,效果不明显
6#	山 1	3 500	31.50	53.9	否	0.021 3	0.0	能量不足,效果不明显
7#	盒 8 下	2 680	6.60	20.3	通	2.100 0	0.0	
8#	山 1	1 500	11.60	10.0	通	1.500 0	0.0	
9#	马五	2 850	25.50	120.0	通	1.100 0	4.0	后期抽汲
10#	盒 8 下	3 110	15.50	10.0	否	0.000 0	0.0	后期抽汲

从实施效果看,将目的层大致分为三种情况:一种是地层能量较充足、不产水、实施效果较好的井,如 1#井、2#井、3#井等,液氮分别只用了 2.50 m<sup>3</sup>、6.00 m<sup>3</sup>、7.75 m<sup>3</sup> 就达到了助排目的;第二种是地层虽不产水,但只有气显示,如 5#井(太原组)、10#井等,施工时间长,用氮量大,但效果却明显;第三种是地层产水且地层能量低,如 9#井、5#井(马五)等,施工时间长,用氮量大,起不到助排效果。可见,只有借助地层自身能量下连续油管液氮助排措施才会有明显效果。

连续油管液氮气举可以根据井内压力变化,随时调整连续油管入井深度和氮气排量,分段排液、逐步加深,直至排空井内液体,有效解决了深井排液的难题。该技术工艺简单,排液速度快,安全性能高。但是,对于储层没有能量的层,随着掏空深度的增加,气液滑脱,携液能力明显下降。因此,连续油管液氮气举的关键技术是合理选井选层、严格控制氮气的泵入排量在 30~50 L/min、注入压力及下入深度等。对于产水层、预计气产量极低的井层,没有必要采用连续油管排液,采用抽汲效果更好。

3 结论

- (1)在分析影响苏里格地区气井压后快速排液各种因素的基础上,明确了要实现气井压后快速排液必须充分利用压后的弹性能量及地层自身能量,为气井下一步制定合理的压后排液制度提供了依据。
- (2)通过统计分析苏里格气田气井压后关放排液数据,同时结合现场经验优化了现有的关放排液技术,得到了细粒石英砂岩放喷压差应控制在 4.0 MPa,粗粒和含砾粗砂岩应控制在 6~7 MPa,提高了气井通过关放排液技术快速排液的效率。

(3)现场应用表明,液氮伴注与连续油管液氮助排对气井排液有着非常明显的作用,选择合理的方式,可以促使液体尽快排出,减少对地层的伤害,缩短排液周期。

(4)通过对苏里格气田不同排液技术采用理论与应用相结合的方法进行研究,解决了气井排液施工仅仅依靠经验进行操作的问题,为该区域气井压后快速排液提供了科学合理的指导。

致谢:在文章写作期间,长庆油田分公司油气工艺研究院及低渗透油气田勘探开发国家工程实验室相关领导、专家给予了指导和帮助,在此表示感谢。

参考文献

[1] 张浩然,李引贤,雷迪澍. 试论苏里格气田排水采气工艺技术研究与应用[J]. 石化技术, 2016, 23(9): 189,184.  
ZHANG Haoran, LI Yinxian, LEI Dishu. Application of drainage gas recovery in Sulige gas field [J]. Petrochemical Industry Technology, 2016,23(9):189,184.

[2] 冯永兵. 苏里格气田东区排水采气工艺评价研究[D]. 成都:西南石油大学,2015.  
FENG Yongbing. Research on evaluation of drainage gas recovery technology in the eastern Sulige gas field [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.

[3] 张春,金大权,李双辉,等. 苏里格气田排水采气技术进展及对策[J]. 天然气勘探与开发,2016,39(4):48-52.  
ZHANG Chun, JIN Daquan, LI Shuanghui, et al. Progress in drainage gas recovery technologies and management countermeasures for Sulige gasfield [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2016,39(4):48-52.

[4] 刘捷,廖锐全,陈进,等. 新疆油田气井排液采气工艺优选方法[J]. 特种油气藏,2015,22(1):141-143.  
LIU Jie, LIAO Ruiquan, CHEN Jin, et al. Gas well liquid drainage gas recovery technology optimization in Xinjiang Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015,22(1): 141-143.

[5] 于相东,陈天应,张克杨,等. 苏里格气田泡沫排水采气

- 技术工艺应用及效果分析[J]. 油气井测试, 2017, 26(3): 56-57.
- YU Xiangdong, CHEN Tianying, ZHANG Keyang, et al. Application of foam draining and extraction technology of Sulige gas field and its effect analysis [J]. Well Testing, 2017, 26(3): 56-57.
- [6] 朱建峰, 李志航, 管保山. 液氮伴注压裂工艺技术研究与应用[J]. 低渗透油气田, 1999, 4(3): 74-76.
- ZHU Jianfeng, LI Zhihang, GUAN Baoshan. Research and application of liquid nitrogen injection fracturing technology [J]. Low Permeability Oil & Gas Reservoirs, 1999, 4(3): 74-76.
- [7] 王文君, 陈真, 张红亮. 低渗气藏低产低效井排水采气工艺及应用[J]. 科技经济导刊, 2019, 27(5): 74.
- WANG Wenjun, CHEN Zhen, ZHANG Hongliang. Drainage gas production technology and application of low production and low efficiency wells in low permeability gas reservoir [J]. Technology and Economic Guide, 2019, 27(5): 74.
- [8] 刘川生. 气井酸化后间隙放喷排液的方法[J]. 钻采工艺, 1996, 19(2): 94-96.
- LIU Chuansheng. Method for discharging and discharging liquid in interval after gas well acidification [J]. Drilling & Production Technology, 1996, 19(2): 94-96.
- [9] 张霖, 李学康, 刘伟, 等. 水力射流泵排水采气工艺技术及应用[J]. 钻采工艺, 2005, 28(4): 74-75.
- ZHANG Lin, LI Xuekang, LIU Wei, et al. Dewatering gas production technology and application by using hydraulic jet pump [J]. Drilling & Production Technology, 2005, 28(4): 74-75.
- [10] 孙士东, 孟玲华, 高萍. 关放排液方法在大庆油田深层气井中的应用[J]. 油气井试, 2006, 15(4): 50-51.
- SUN Shidong, MENG Linghua, GAO Ping. Application of flow back method by closing and giving out in deep gas well of Daqing Oilfield [J]. Well Testing, 2006, 15(4): 50-51.
- [11] 田发国, 冯朋鑫, 徐文龙, 等. 泡沫排水采气工艺在苏里格气田的应用[J]. 天然气勘探与开发, 2014, 37(3): 57-60.
- TIAN Faguo, FENG Pengxin, XU Wenlong, et al. Application of foam drainage gas recovery to Sulige gas field [J]. Natural Gas Exploration & Development, 2014, 37(3): 57-60.
- [12] 于学涛. 连续油管注氮气气举排液在气井的应用[J]. 石化技术, 2015, 22(3): 183.
- YU Xuetao. Application of gas lift drainage with coiled tubing injection of nitrogen in gas wells [J]. Petrochemical Industry Technology, 2015, 22(3): 183.
- [13] 郭秀庭, 胡洪亮, 任世举, 等. 大港油田密封式涡流排水采气技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(6): 22-26.
- GUO Xiuting, HU Hongliang, REN Shiju, et al. Sealed vortex technology for gas well deliquification in Dagang Oilfield [J]. Well Testing, 2018, 27(6): 22-26.
- [14] 张世春. 泡排剂性能评价方法及其在苏里格气田的应用研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2018.
- ZHANG Shichun. Study on the evaluation method of the performance of the foaming agent and its application in the Sulige gas field [D]. Xi'an: Xi'an University of Petroleum, 2018.
- [15] 贾俊敏, 孙翠容. 英买气田小直径油管排水采气技术[J]. 油气井测试, 2019, 28(6): 54-58.
- JIA Junmin, SUN Cuirong. Small diameter tubing drainage and gas recovery technology in Yingmai gas field [J]. Well Testing, 2019, 28(6): 54-58.
- [16] 向欣, 郭瑞祥, 王志勇, 等. 氮气气举工艺在苏里格气田苏77-23-37井的应用[J]. 石化技术, 2019, 26(10): 59-60.
- XIANG Xin, GUO Ruixiang, WANG Zhiyong, et al. Application of nitrogen gas lifting technology in well Su 77-23-37 of Sulige gas field [J]. Petrochemical Industry Technology, 2019, 26(10): 59-60.
- [17] 孙颖婷. 靖边气田不同气井泡沫排水采气工艺优化技术研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2017.
- SUN Yingting. Research on foam drainage gas recovery technology optimization techniques for different gas wells in Jingbian gas field [D]. Xi'an: Xi'an Petroleum University, 2017.
- [18] 吴育平. 苏里格气田不同区块盒8、山1段储层特征及其差异性成因[D]. 西安: 西北大学, 2019.
- WU Yuping. Reservoir characteristics and differential genesis of He8 and Shan1 in different blocks of Sulige gas field [D]. Xi'an: Northwest University, 2019.
- [19] 刘炳森. 靖边气田气举排水采气工艺研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2014.
- LIU Bingsen. Study on gas production process by gas lift drainage in Jingbian gas field [D]. Xi'an: Xi'an University of Petroleum, 2014.
- [20] 李学奎. 苏里格“三低”油气藏水平井压裂工艺研究与应用[D]. 大庆: 东北石油大学, 2017.
- LI Xuelei. Application and research on new technology of horizontal well fracturing construction in Sulige “Three low” oil and gas reservoir [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2017.
- [21] 康敬沅. 苏里格气田泡沫排水采气工艺技术难点与对策[J]. 云南化工, 2018, 45(1): 62.
- KANG Jingyuan. Technical difficulties and countermeasures of foam drainage and gas recovery technology in Sulige gas field [J]. Yunnan Chemical Technology, 2018, 45(1): 62.
- [22] 王海涛, 赵全民, 李相方. 连续油管携氮气排液工艺理论研究[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(1): 61-64.
- WANG Haitao, ZHAO Quanmin, LI Xiangfang. Theoretical study on liquid drainage technology with nitrogen by coiled tubing [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(1): 61-64.

编辑 刘振庆

第一作者简介: 韩红旭, 男, 1973年出生, 工程师, 2010年毕业于西安石油大学石油工程专业, 现主要从事油气勘探试油压裂、测试等现场施工、管理工作。电话: 029-86574231, 13992248031; Email: hhexu\_cq@petrochina.com.cn。通信地址: 陕西省西安市未央区凤城四路长庆油田分公司工程监督处, 邮政编码: 710018。