

引用格式:杜洋,雷炜,李莉,等.深层页岩气水平井压后生产管理与排采技术[J].油气藏评价与开发,2021,11(1):95-101.

Du Yang, Lei Wei, Li Li, et al. Post-frac production control and drainage technology of deep shale gas wells[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 95-101.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.01.013

深层页岩气水平井压后生产管理与排采技术

杜洋,雷炜,李莉,赵哲军,倪杰,刘通

(中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院,四川 德阳 618000)

摘要:川南深层页岩气井采用测-采-输一体化作业模式,实现了降成本、减排放、快投产、早收益的开发目标,但在一体化作业实施中大量采用矿场经验做为决策依据,缺乏通用指导性。针对压后焖井、返排制度及排采对策三方面内容开展了覆压核磁共振渗吸、渗透率应力敏感及气液两相渗流实验,模拟计算了井筒流态及压力剖面分布,并开展了现场30余口气井排采效果评价。研究结果表明:压裂液渗吸进入储层有利于提高页岩裂缝复杂程度,川南页岩气井最优焖井参考周期为4~10 d;形成6阶段返排优化方案,建立了压后排采指导图版。确定以流态转变时机为下油管及人工举升工艺介入时机,油管最佳下入位置为井斜70°~85°,提出了排水采气对策。研究结果对于指导深层页岩气井压后生产管理及排采技术具有较好的指导意义。

关键词:深层页岩气;核磁共振;应力敏感;井筒流态;排采技术;油管设计

中图分类号:TE377

文献标识码:A

Post-frac production control and drainage technology of deep shale gas wells

Du Yang, Lei Wei, Li Li, Zhao Zhejun, Ni Jie, Liu Tong

(Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Southwest China Oil and Gas Company, Deyang, Sichuan 618000, China)

Abstract: The shale gas fields in Southern Sichuan are developed in an integration mode of testing, production and transmission, which has realized the development goals of cost reduction, emission reduction, fast production commissioning and early returns. However, a lot of empirical practices serve as reference of decision-making during implementation of integration practices. There is a lack of general guidance. In order to study the post-frac soaking, the flowback system and the drainage measures, the experiments of overpressured NMR imbibition, permeability stress sensitivity and gas-liquid two phase percolation are conducted, the flow regime and the distribution of pressure profile are simulated, and the discharge and production effect of more than 30 wells in Southern Sichuan shale gas field has been evaluated. The results show that the entry of fracturing fluids into reservoir through imbibition is beneficial to increasing the complexity of shale cracks, and the optimal shut-in time of Southern Sichuan shale gas field is 4~10 days. Meanwhile, a six-staged flowback system is formed, and a post-frac drainage guide chart is established. It is determined that tubing and manual lifting should be implemented when the flow regime changes and the tube should be installed at the well deviation of 70°~85°. Besides, the drainage strategy is also proposed. In general, the research results are of great significance for guiding post-frac production control and drainage technology.

Key words: deep shale gas, NMR, stress sensitivity, wellbore flow regime, drainage technology, tubing design

川南深层页岩气正推广实施测-采-输一体化交叉作业模式,打破了传统试油、采气接替实施的生产管理模式,采用地面流程迅速排液,见气后及早倒

入管网输气,提高气井正式投产速度,有效回收测试期产气,实现了降成本、减排放、快投产、早收益的开发目标。气井压后大致可分为焖井(溶解桥塞,沟通

收稿日期:2020-10-10。

第一作者简介:杜洋(1984—),男,副研究员,硕士,主要从事排水采气、动态监测等方面的科研设计工作。地址:四川省德阳市龙泉山北路298号,邮政编码:618000。E-mail: 17503250@qq.com

基金项目:中国石化科技部“十条龙”项目“威远—永川深层页岩气开发关键技术”(P18058)。

缝网),返排(快速排出近井地带压裂液,评价气井产能)和排采(合理配产,稳定生产)3个连续阶段^[1]。但由于该模式属于先导试验阶段,目前仍以现场经验为决策依据,在气井压后排采方面还存在3个主要问题:一是压后是否焖井认识不足,焖井时间大多根据生产进度或施工建设决定,缺乏定性研究。Crafton等^[2]认为关井时间对页岩气早期以及长期产气量均有重要影响,但这种影响具有不确定性。Makhanov等^[3]认为关井期间页岩的渗吸作用有助于游离气的运移。Eveline^[4]、Yaich等^[5]通过对Marcellus页岩气井的返排分析发现关井措施对75%的井有利,认为仅依靠地层能量的恢复难以达到明显的提产效果,但未解释关井后出现高产的原因。二是返排制度对气井返排率及产能的影响不清楚,现场应采用逐级控制慢排或是快速返排见气模式存在争议,Bertoncello等^[6]认为由于水锁现象的存在,关井对页岩气井产能有负面影响并建议压后立即返排。杨海等^[7]认为滞留压裂液在页岩储层微细裂缝网络中具有液相支撑作用。蒙冕模、杜洋、肖文联等^[8-10]通过实验,认为焖井期间页岩储层的水锁伤害会随着液体渗吸进入微孔隙而自动解除。游利军、韩慧芬等^[11-14]通过岩心力学实验分析,认为页岩水化作用会诱导起裂,沟通微裂缝。三是页岩气井压力产量递减快,采气工艺介入时机及排采对策尚不明确,潘登等^[15-17]分析了页岩气测采输一体化作业及压后排采的难题,提出通过合理控制返排,及时介入排采工艺。范宇等^[18]通过长宁页岩气排采工艺应用总结,认为页岩气井适宜的排采工艺为泡排、柱塞及气举,下油管时机越早对气井稳定生产越有利。曹孟京、林生茂、杨智^[19-21]等分析了页岩气速度管柱、泡排及柱塞气举工艺设计方法,现场应用均取得了较好的增产效果。以威荣、永川深层页岩气井返排测试及试采资料为基础,开展了页岩与压裂液作用机理、气液两相渗流及应力敏感性等实验研究及井筒流态、压力剖面模拟计算等工作,系统分析了气井压后排采过程中的控制措施及设计方法,为深层页岩储层的压后生产管理及排采技术提供了决策依据。

1 压后焖井时间

压后焖井对产能的影响目前仍无定论,一方面,焖井对产能产生不利影响,如压裂液长期滞留会侵

入储层,产生水锁,降低气相渗透率,同时页岩储层中一些黏土矿物与压裂液接触后发生膨胀,堵塞原有孔缝,也会造成渗透率下降;另一方面,焖井有利于气井产能释放,如较大的毛细管力可将缝隙中的压裂液渗吸进入基质孔隙中,置换出游离气,增加初始产能,另外黏土矿物膨胀至一定程度后会诱导形成新的裂缝或者开启闭合裂缝,即水化作用,提高页岩渗透率^[22]。

1.1 岩心渗吸实验

为模拟地层压力下的页岩与压裂液作用机理,采用威荣、永川龙马溪组岩心,配置滑溜水液体,开展覆压条件下的岩心渗吸实验,实验装置流程图如图1所示,该装置主要由三部分组成:岩心夹持器与核磁共振仪,测定压力作用下页岩渗吸过程中 T_2 谱曲线;围压泵提供了模拟储层岩石所受的有效应力;驱替压力控制部分包括ISCO泵、中间容器与六通阀,模拟井筒与地层间存在的流体压差。实验过程中,将岩心放入核磁共振仪中的岩心夹持器,围压加载到10 MPa;岩心入口端压力为0.5 MPa,出口端为大气压;然后,实时测定岩心的 T_2 谱曲线,直到 T_2 谱曲线几乎不发生变化,并使用高精度天平测定渗吸实验前后岩心的质量。结合脉冲覆压物性、电镜扫描、氮气吸附及核磁共振等测试手段,评价孔渗特性、孔隙结构等变化。

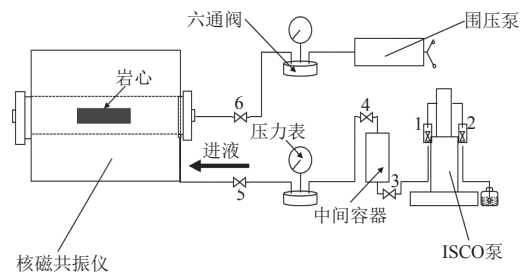


图1 渗吸实验流程

Fig. 1 Process of imbibition experiment

岩心经液体渗吸后,外壁及内部变化如图2和图3所示,产生了大量新缝,质量由75.68 g增加到75.88 g,计算孔隙体积由2.261 mL增加到4.148 mL,吸水体积为0.2 mL,占原孔隙体积的8.85%,孔隙度由7.740%增大至14.20%,增长率约为85.15%,岩心对应的渗透率由 $0.0052 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增加到 $0.2784 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为初始渗透率的53倍,核磁共振 T_2 谱随渗吸进行由单峰变双峰特征,如图4所示,同时峰值增



图2 岩心渗吸前后外观对比
Fig. 2 Core appearance before and after imbibition

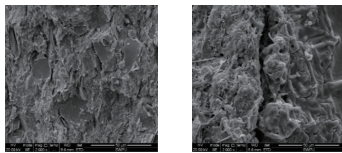


图3 渗吸前后电镜扫描结果
Fig. 3 SEM results before and after imbibition

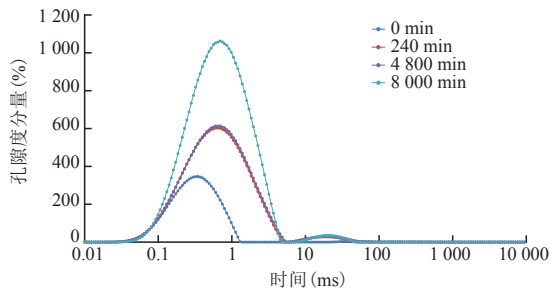


图4 渗吸过程核磁 T_2 谱结果
Fig. 4 NMR T_2 spectrum during imbibition

加并向两翼扩展,且右翼扩展速度大于左翼,分析认为由于页岩中黏土矿物与液体之间的水化作用产生上百兆帕的压力,导致了孔隙空间大幅增加及孔隙结构显著变化。

吸附脱附曲线显示实验后孔隙中吸附气量减少,比表面积降低,如图5所示,表明随渗吸时间增加,液体渗吸量不断增大,由于孔隙储集空间的亲水性,进入的液体与岩心表面的吸附气发生置换,加速吸附气解吸为游离气。

岩心的渗吸速度随时间的增加呈上升变平缓的

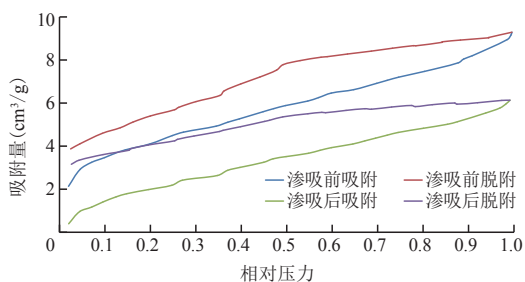


图5 渗吸前后吸附脱附曲线
Fig. 5 Adsorption-desorption curves before and after imbibition

两段式分布,在进行到一定程度后达到平衡状态,表明液体在毛管力作用下的渗吸与不同液体浓度的渗析作用达到了稳定,即为渗吸平衡时间。将本次实验得到不同地区储层渗吸平衡时间作为指导气井现场焖井时间的初步原则(威荣储层5 d,永川储层9 d),如图6所示。

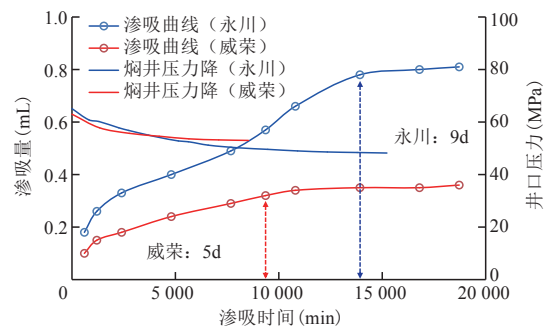


图6 渗吸量、焖井压力降与时间曲线
Fig. 6 Imbibition and pressure drop during soaking

1.2 矿场验证

川南深层页岩气返排前焖井时间为2~35 d,总结威荣及永川同井区相邻平台16口气井压后焖井压力变化、焖井时间与气井产能关系,如图6、图7所示,发现在威荣地区,压力在4 d时降低至平稳,焖井时间在5 d以内的,测试产能最高,焖井时间>5 d的气井产能相当,表明焖井时间的增加未能提高气井产能,结合威荣页岩气井返排率较高的特点,长时间焖井甚至会因水锁或黏土膨胀抑制气井产能;而在永川地区,焖井9 d后压力降低至平稳,焖井时间在5~10 d之间,气井测试产能最高,小于5 d的气井测试产能最低,表明永川地区储层吸水能力更强,增加焖井时间有利于形成复杂缝。因此,初步确定了以渗吸平衡为最优焖井时间,威荣地区参考值为5 d以内,永川地区参考值为7~10 d。

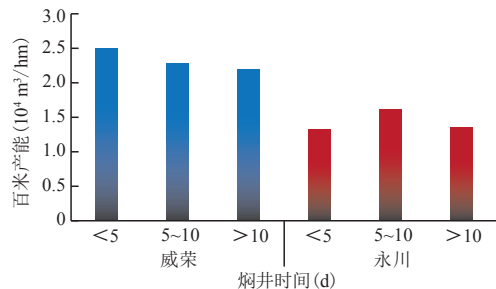


图7 威荣及永川气井产能与焖井时间关系
Fig. 7 Relation between productivity and shut-in time of gas wells in Weirong and Yongchuan

2 返排制度优化

目前页岩气井压后返排制度依靠矿场经验分为快排和慢排两种,缺乏理论指导。快排模式见气早、排液强度大、气井返排率高,气井投产周期短,但容易发生支撑剂回流,降低储层渗透性及裂缝导流能力;慢排模式有利于地层能量保持、延缓裂缝闭合,但见气时间较晚,气井投产时间较长,且容易发生黏土膨胀堵塞,造成储层伤害^[23]。

2.1 储层应力敏感性分析

页岩储层具有较强的非均质性,为探究合理的压后返排制度,有必要对裂缝及基质的应力敏感性进行分析^[9]。采用降内压实验方法,模拟深层页岩储层条件(140 ℃, 75 MPa),开展了页岩基质、天然裂缝、人造压裂剪切缝岩心的渗透率随有效应力敏感实验,根据Terzaghi定义有效应力为围压与孔压的差值。针对基质岩心,取实验围压为75 MPa,内压由5 MPa至70 MPa,对于有裂缝的岩心,取实验围压为90 MPa,内压由5 MPa至65 MPa。

实验表明随有效应力的增加,岩心渗透率显著降低。压力加载过程中,渗透率在加载初期急剧下降,然后趋于平缓,其中基质岩心的转折点约为10 MPa,天然裂缝及人造裂缝岩心介于10~20 MPa,如图8所示。

采用渗透率伤害程度评价指标,由式(1)计算渗透率损害率为:

$$D_k = \frac{K_0 - K_{\min}}{K_0} \times 100\% \quad (1)$$

式中: D_k 为渗透率损害率,%; K_0 为初始有效应力对应的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{\min} 为最大有效应力下岩心最小

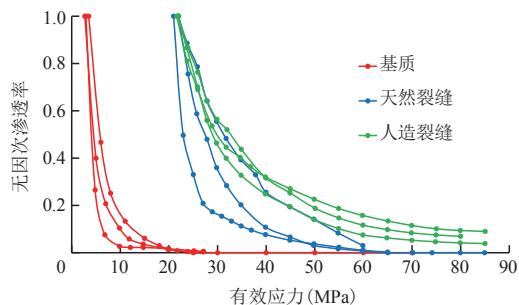


图8 基质及裂缝岩心渗透率应力敏感曲线

Fig. 8 Stress sensitive curves of core permeability of matrix and fractures

渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

计算岩心的渗透率损害率为99.5%,应力敏感程度强,表明页岩对内压有很强的敏感性,渗透率越低的岩心对内压敏感性越强。这是因为在围压恒定的情况下,随内压的降低,岩心有效应力增加,同时岩心内部的气体流动通道也因为孔隙空间受到压实收缩而变少、变窄,进而导致渗透率下降。在有效应力增加的初始阶段,岩心的渗透率因变形程度较大而快速下降;当有效应力增大到一定程度后,此时的渗透率下降变慢,这是由于岩心内部的孔隙收缩达到了一定极限。通过三类岩心应力敏感性特征曲线,表明在页岩气井压后返排及生产过程中,应注意控制生产压差,防止天然裂缝、次生裂缝及孔隙等储集空间过早闭合,阻碍气流通,影响气井产能释放。

2.2 返排制度优化

根据页岩储层应力敏感性,对威荣及永川11口深层页岩气井压后返排测试及生产规律总结,将气井压后排采分为初期纯液、见气初期、气相突破、稳定测试及管输生产5个阶段。

①初期纯液:地层能量充足,大量液体储集在井筒、裂缝中,为了防止液体携带支撑剂回流及井口出砂现象,应主要考虑裂缝岩心应力敏感性,控制生产压差在20 MPa以内,逐渐加大排液速度;

②见气初期:井筒内变为气液两相流动,阶段返排率在0.2%~8%,基于缝内和基质的强应力敏感性,仍需保持较小油嘴并逐级放大排液,生产压差控制在20~40 MPa;

③气相突破:气相通道完全打开,井口压力和产量快速攀升,直至到达地层供给与产出平衡,该阶段地层能量充足,井筒滑脱小,为减缓地层能量损失,应快速上调油嘴测试,适当减少测试时间;

④稳定测试:保持较大油嘴制度,井口压力和产气量快速上升至平稳,表明当前制度下的生产压差反映目前的产能,开展产能测试,但最大油嘴下的生产压差不宜超过45 MPa,否则会受缝内应力敏感影响气井产能;

⑤管输生产:测试结束后进入管输生产,根据气井测试产能合理配产,投产后需根据作业能力及生产动态及时采取助排方式,同时避免长时间关井,保障连续生产。

通过压力和产量变化规律,结合气液两相渗流实验及应力敏感实验结果,建立了压后排采指导图版,如图9所示,并对气井不同阶段进行了分类控制,如表1所示,指导了20余口气井压后返排作业,气井压后至管输周期控制在30 d,较常规测试转采输作业周期缩短了约50%的工期,达到了科学返排目的。

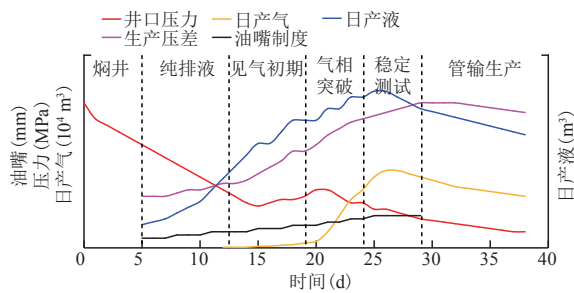


图9 川南深层页岩气井压后排采指导图版
Fig. 9 Post-frac drainage guide chart of deep shale gas wells in Southern Sichuan

3 排采工艺对策

3.1 油管设计方法

国内外页岩气井在初期多采用套管放喷的方式,由于套管空间较大,气井产液多,井筒内液体滑脱明显,随地层能力衰竭,气井积液问题凸显,不利于气井长期稳定生产,为此需要择机下入油管生产。

1) 下入时机

基于威荣、永川24口气井90余次动态监测资料分析,采用斜井段井筒流态诊断图版,通过对井筒压力、温度及持液率等参数计算,形成了气井生命周期内流态变化规律曲线,如图10所示。其中对于套管生产阶段,结合返排特征,井筒流态变化主要可分为3个阶段。

① 套管生产初期,井筒流态以泡状流或段塞流

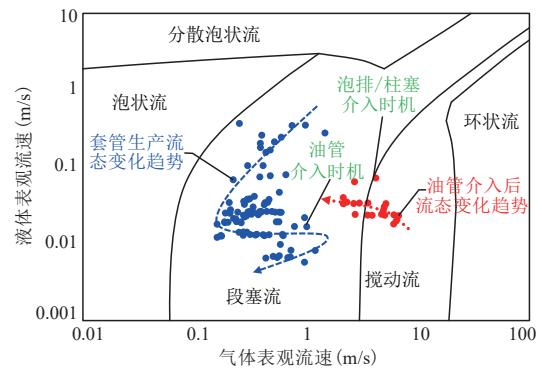


图10 气井生命周期井筒流态图版
Fig. 10 Chart of flow regime during well production

为主。该阶段气井产液量大,气流速低,井筒内以泡或段塞流为主,持液率高,压力梯度大;但由于地层压力高,套管能满足大液量举升需求。

② 套管生产中期,井筒为稳定段塞流。气井排液量随生产时间增加而降低,气体流速增加,流态变化曲线出现拐点,井底压力梯度下降,井筒内出现气柱与液体交替上升的段塞流。

③ 套管生产后期,井筒转变为不稳定段塞流。随着地层能量的衰竭,产气量下降,井筒滑脱加剧,井底开始积液并影响气井稳定生产,斜井段流态再次出现拐点,气体和液体流速出现双下降,井底压力梯度再次上升,由稳定的段塞流转变为不稳定段塞流。

基于气井生产期间斜井段流态变化规律及实测井底压力梯度变化趋势,在套管生产阶段,当井筒流态由稳定段塞流变为不稳定段塞流时,即为油管下入时机,对应的井口套压为15~25 MPa。

2) 下入深度

页岩气井油管下入深度一般需考虑井筒携液、管柱受力等因素,一般现场经验大多下至50°~60°,

表1 排采阶段划分及对策

Table1 Drainage periods and countermeasures

序号	阶段	生产表象	排采对策	阶段目标
1	焖井	由停泵压力下降至稳定	参考:威荣 < 5 d; 永川 7~10 d	增加裂缝复杂程度,达到渗吸平衡
2	初期纯排液	开井返排至井口见气,点火并连续燃烧	3~5 mm 油嘴逐级上调排液,每级油嘴至少持续 3 d	单相流动控制速度,降低裂缝应力敏感,防止支撑剂回流
3	见气初期	井口见气至产气量快速上升、井口压力由平稳变为上升阶段	5~7 mm 逐级上调,每级油嘴至少持续 3 d	气液两相流动,降低裂缝应力敏感,防止裂缝快速闭合
4	气相突破	产气量快速上升、井口压力由下降或稳定变为上升	7~9 mm 快速逐级上调,每级油嘴持续 1~2 d	气相渗透率大增,基质和缝网供给,减少地层能量损失
5	稳定测试	产气量、井口压力趋于稳定	8~10 mm 稳定测试,持续稳定 5 d	生产压差稳定,评价气井产能
6	管输生产	测试结束后,进入外输管网生产	5~8 mm 油嘴配产生产	根据产能评价合理配产,及时助排

但在页岩气生产过程中,由于气井产液量大,井筒内液体滑脱将造成水平段积液增加,影响气井稳定生产,因此油管下入位置还应考虑压降的影响。井筒内气液两相从井底向井口流动过程中受重力、加速及摩阻影响(其中加速压降数值太小,可忽略不计),采用最小压降值作为油管最佳下入深度设计依据。

对川南深层页岩气建模,分析光套管及不同油管下深条件下的井筒压降规律,如图11所示。其中,井筒压降以重力压降为主,尤其是当井筒为光套管至油管下深造斜点之间,重力压降占总压降比例约80%,模拟得到井筒最小总压降发生在井斜介于70°~85°,即为油管最佳下入深度。

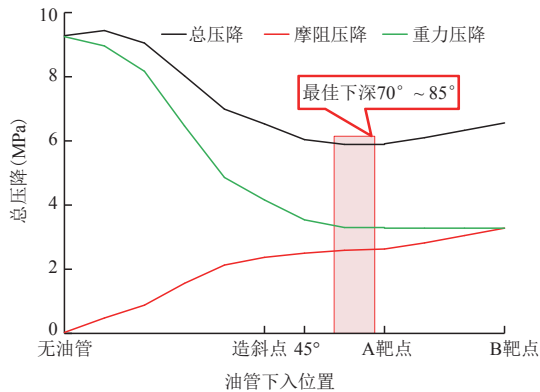


图11 油管最佳下深设计图版

Fig. 11 Design chart of optimum end of tubing

3.2 人工举升工艺

气井下入油管后,井筒流态由段塞流转变为过度流,气井携液能力增强,但随着生产进入中后期,油管无法连续携液时,需要介入排水采气措施。从技术可行性、经济适用性2方面开展了各类排水采气工艺适应性分析,如表2及表3所示,确定了适合于深层页岩气井的排水采气工艺,包括井间气举、柱塞气举、泡沫排液。带压下油管前首先改建站场井间气举流程,随油管预置柱塞工作筒;当气井出现携液困难、井筒流态发生转变时,开展泡排、柱塞及气举等措施,并配套智能化控制技术,实现绿色高效采气作业。

4 结论

1) 压裂液渗吸进入页岩储层会引起天然裂缝或层理缝扩展,诱导产生次生裂缝,有利于提高页岩裂缝复杂程度,通过矿场验证,初步确定渗吸平衡时间为最佳焖井时间,即威荣地区参考值在5 d以内,永川地区参考值为7~10 d。

2) 以气液应力敏感及两相渗流实验研究结果为指导,总结气井测试返排生产特征,将压后排采过程划分为6个阶段,并以产气量、产液量、井口压力以及变化速率等指标作为划分标准。

表2 自身能量型排水采气适应性分析

Table 2 Adaptability analysis of artificial lift by self energy

项目	依靠气井自身能量型举升方法			
	泡排	毛细管	速度管柱	柱塞气举
目前最大排量(m ³ /d)	100	40	50	< 30
目前最大井深(m)	4 500	5 000	6 248	4 000
水平井井身结构适应性	适应	适应	适应	适应
地面及环境条件	无要求	装置小,要求低	施工对场地要求高	井口流程需要改造
产气量要求	高于临界携泡流量	高于临界携泡流量	高于管径下的临界携泡流量	低,主要是气井压力恢复能力
高气液比	适应	适应	适应	适应
出砂	适应	可用于解堵	适应	有除砂柱塞
设计难易	容易	容易	容易	较易
维修管理	方便	方便	方便	方便
投资成本	低	较低	较低	较低
运转效率(%)	100	100	100	100
灵活性	很好	很好	不能重复利用	很好
免修期	无	> 1 a	无	> 1 a
在页岩气井适应性	适应	适应	适应	适应

表3 补充能量型排水采气适应性分析
Table 3 Adaptability analysis of artificial lift by replenishing energy

项目	人工补充能量型举升方法			
	车载气举	机抽	电潜泵	射流泵
目前最大排量(m ³ /d)	可连续排液	100	1 000	300
目前最大井深(m)	3 500	2 700	4 500	3 000
水平井井身结构适应性	适应	受限	受限	适宜
地面及环境条件	视井场条件	装置大而重,较适宜	装置小,适宜高压电源	动力源可远离井口,适宜
产气量要求	无	无	无	无
高气液比	适应	气液分离,较适宜	较敏感,较适宜	较敏感,较适宜
出砂	可用于排砂	较差	< 0.5 %	无运动条件,很适宜
设计难易	容易	较易	较复杂	较复杂
维修管理	方便	不方便	不方便	不方便
投资成本	较低	较低	较高	较高
运转效率(%)	> 95	< 30	< 65	最高34
灵活性	移动性强	产量可调	变频可调,很好	喷嘴可调,很好
免修期	> 1 a		0.5 ~ 1 a	
在页岩气井适应性	适应	不适应	较适应	较适应

3)建立了适用于川南深层页岩气压后排采指导图版,指导20余口气井现场测试采气工作,气井从开井至管输时间缩短了约50%的工期,实现了气井减排、快投产、早收益。

4)建立气井生命周期流态变化规律图版,结合井筒最小总压降方法,确定了川南深层页岩气油管下入的最佳时机和最佳井斜位置,并提出适用于深层页岩气的排水采气对策。

参考文献

[1] Li Y, Zhou D H, Wang W H, et al. Development of unconventional gas and technologies adopted in China[J]. Energy Geoscience, 2020, 1(1-2): 55-68.

[2] Crafton J W. Flowback performance in intensely naturally fractured shale gas reservoirs[C]// paper SPE-131785-MS presented at the SPE Unconventional Gas Conference, 23-25 February, 2010, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.

[3] Makhanov K, Dehghanpour H, Kuru E. Measuring liquid uptake of organic shales: A workflow to estimate water loss during shut-in periods[C]// paper SPE-167157-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference Canada, 5-7 November, 2013, Calgary, Alberta, Canada.

[4] Yaich E, Williams S, Bowser A, et al. A case study: The impact of soaking on well performance in the Marcellus[C]// paper URTEC-2154766-MS presented at the Unconventional Resources Technology Conference, 20-22 July, 2015, San Antonio, Texas, USA.

[5] Makhanov K, Dehghanpour H, Kuru E. An experimental study of spontaneous imbibition in Horn River Shales[C]// paper SPE-162650-MS presented at the SPE Canadian Unconventional Resources Conference, 30 October-1 November, 2012, Calgary, Alberta, Canada.

[6] Bertonecello A, Wallace J M, Blyton C, et al. Imbibition and

water blockage in unconventional reservoirs: well-management implications during flowback and early production[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2014, 17(4): 497-506.

[7] 杨海,李军龙,石孝志,等.页岩气储层压后返排特征及意义[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(4):98-105.

Yang Hai, Li Junlong, Shi Xiaozhi, et al. Characteristics and significance of flow-back processes after fracturing in shale-gas reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(4): 98-105.

[8] 蒙冕模,葛洪魁,纪文明,等.基于核磁共振技术研究页岩自发渗吸过程[J].特种油气藏,2015,22(5):137-140.

Meng Miaomo, Ge Hongkui, Ji Wenming, et al. NMR Study on Shale Spontaneous Imbibition[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2015, 22(5): 137-140.

[9] 杜洋,雷炜,李莉,等.页岩气井压裂后焖排模式[J].岩性油气藏,2019,31(3):145-151.

Du Yang, Lei Wei, Li Li, et al. Shut-in and flow-back pattern of fractured shale gas wells[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(3): 145-151.

[10] 肖文联,张骏强,杜洋,等.页岩带压渗吸核磁共振响应特征实验研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2020,41(6):13-18.

Xiao Wenlian, Zhang Junqiang, Du Yang, et al. An experimental study on NMR response characteristics of imbibition subjected to pressure in shale[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2020, 41(6): 13-18.

[11] 游利军,谢本彬,杨建,等.页岩气井压裂液返排对储层裂缝的损害机理[J].天然气工业,2018,38(12):61-69.

You Lijun, Xie Benbin, Yang Jian, et al. Mechanism of fracture damage induced by fracturing fluid flowback in shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(12): 61-69.

[12] 韩慧芬,杨斌,彭钧亮.压裂后焖井期间页岩吸水起裂扩展

(下转第116页)