

WY 区块深层页岩气井压后返排规律及制度研究

刘殷韬¹, 康正¹, 夏彪¹, 张国东¹, 蒋勇¹, 彭翰林²

1. 中石化西南油气分公司石油工程技术研究院 四川德阳 618000

2. 中石化西南石油工程有限公司 四川德阳 618000

通讯作者: Email: kangzh2023@163.com

项目支持: 中石化油田部项目“不同类型气藏气井压裂投产合理排采制度研究”(YTBXD-QTKF-2022-002-003)

引用: 刘殷韬, 康正, 夏彪, 等. WY 区块深层页岩气井压后返排规律及制度研究[J]. 油气井测试, 2024, 33(4): 1-8.

Cite: LIU Yintao, KANG Zheng, XIA Biao, et al. Flowback patterns and regimes for deep shale gas wells after fracturing in WY block[J]. Well Testing, 2024, 33(4): 1-8.

摘要 合理的深层页岩气井压后返排制度有利于改善单井产量、延长稳产周期。基于 WY 区块页岩气 91 口井的现场数据, 采用重点井筛选、示踪剂分析、井论论证等方法, 明确了返排规律, 建立了 WY 区块页岩气压后返排制度。结果表明, 压-焖-关(压裂+焖井+返排期间关井)和压-焖时间主要在 500~1 500 h 之间, 大部分井能在 48 h 内见气, 见气返排率在 1% 以内; 测试产量和稳产后半年单位压降产量随压-焖-关时间的增加先增加后减少, 见稳产时间和见气时间随压-焖时间的增加而降低; 产层为龙马溪组 2 小层的井, 推荐压-焖-关时间为 1 000~1 200 h; 存在最优测试返排率, 油嘴调整应该以“最优测试返排率、控砂、控压”为原则。研究结果为深层页岩气井压后排采制度的建立提供了新思路。

关键词 深层页岩气; 压后返排; 返排制度; WY 区块; 返排规律; 焖井时间; 油嘴

中图分类号: TE273

文献标识码: A

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.04.001

Flowback patterns and regimes for deep shale gas wells after fracturing in WY block

LIU Yintao¹, KANG Zheng¹, XIA Biao¹, ZHANG Guodong¹, JIANG Yong¹, PENG Hanlin²

1. Petroleum Engineering Technology Institute of Southwest Petroleum Branch, Sinopec, Deyang, Sichuan 618000, China

2. Sinopec Southwest Petroleum Engineering Co., Ltd., Deyang, Sichuan 618000, China

Abstract: A rational flowback regime for deep shale gas wells after fracturing can significantly enhance well production and extend the stable production period. By utilizing field data from 91 shale gas wells in the WY block, through the methods such as key well selection, tracer analysis, and case studies, the flowback patterns of shale gas wells after fracturing in the WY block were delineated, and a flowback regime was established. The results show that the fracturing-soaking-shut-in and fracturing-soaking periods typically range from 500 to 1 500 hours. Most wells began to show gas breakthrough within 48 hours, with a flowback rate of less than 1%. Test production and unit pressure drop production after six months of stable production initially increased and then decreased with longer fracturing-soaking-shut-in periods. The period to achieve stable production and the period to show gas breakthrough decreased as soaking time increased. For wells targeting the second layer of the Longmaxi formation, a fracturing-soaking-shut-in period of 1 000~1 200 hours is recommended. There exists an optimal test flowback rate, and choke adjustments should follow the principles of “optimal test flowback rate, sand control, and pressure control”. The research results provide a new idea for establishing flowback regimes for deep shale gas wells after fracturing.

Keywords: deep shale gas; flowback; flowback regime; WY block; flowback pattern; soaking period; choke

页岩气井压后返排制度的科学性对压裂效果评价和后期生产影响极大。返排制度主要包括焖井时间和油嘴更换两个部分。对于焖井时间, 国内外学者一直存在争议。一方面焖井有积极的作用, DEHGHANPOUR 等^[1]通过岩心渗吸实验发现高黏土矿物的岩石往往吸入的水更多, 而随着黏土吸水

膨胀, 岩石会破碎; SHEN 等^[2]通过岩心端面渗吸实验发现液岩相互作用过程中黏土矿物膨胀促进天然裂缝扩展; TAO 等^[3]采用氮气吸附法定量表征基质孔隙体积和比表面积, 发现液岩相互作用 20 d 后, 孔隙度提高 2.5 倍, 渗透率提高 136.9 倍。这些现象的原因主要在于: ①页岩巨大的毛管力使压裂

液渗吸到储层中,置换出更多的游离气;②压后焖井有助于裂缝进一步扩展延伸;③页岩水化作用可能会诱导产生新的微裂缝;④自吸的压裂液会溶解孔隙中的可溶盐,使页岩孔隙比增加。另一方面焖井有消极的作用,ZHOU 等^[4]通过数值模拟方法研究焖井时间的影响,在这个过程中他们发现黏土矿物含量越高(比表面积大),吸液能力越强,水相圈闭损害越严重;WANG 等^[5]采用 CT 对不同围压下的岩样进行了扫描,发现虽然水化产生了部分新的微裂缝,但由于没有支撑,该裂缝在围压下会很快闭合。明确焖井时间与产量的相关性是回答“是否焖井、焖多久”这两个问题最直接有效的方法。随着研究的深入,学者们逐渐认识到从压裂液进入地层开始,压裂液就与页岩储层开始发生相互作用,韩慧芬等^[6]将压裂时间+焖井时间+返排期间关井时间(压-焖-关时间)作为研究对象。但由于多因素的影响,并没有较为直接的证据证明焖井时间与产量的关系。

此外,目前关于油嘴更换的总体原则为控砂、控速、控压。蒋佩等^[7]针对昭通页岩气区块的特点,提出在纯排液阶段以直径不大于 3 mm 油嘴开井排液,见气初期仍坚持小油嘴排液,气相突破后结合压降情况以直径 1 mm 逐级增大油嘴的排液对策;杜洋等^[8]基于川南页岩气的特点,认为纯排液阶段以 3~5 mm 油嘴排液,见气初期采用 5~7 mm 油嘴,气相突破后采用 7~9 mm 油嘴;黄小青等^[9]认为气相突破后每级油嘴返排 24 h。这些制度在其各自的区块有较好的适用性。WY 区块页岩气井纯返排时间短,大部分井在 48 h 内见气,此时上调油嘴极易导致出砂,即使是在气相突破后,每级油嘴只持续一天,也容易造成砂堵。因此亟需基于 WY 区块页岩气田的返排特征和规律,建立针对性更强的返排制度。

基于 WY 区块页岩气 91 口井的现场数据,明确了该区块的返排特征与规律,形成了 WY 区块区块龙马溪组 2 小层的压-焖-关推荐时间,制定了“最优测试返排率、控砂、控压”的返排策略,建立了 WY 区块页岩气压后返排推荐做法,并提出了下一步攻关的方向。

1 WY 区块页岩气返排规律

基于 WY 区块页岩气 91 口井的现场数据,明确了见气时间、压-焖-关时间等排液参数的规律。

1.1 WY 区块地质特征与压裂工艺概况

WY 区块页岩气田五峰组—龙马溪组开发层系分为 1¹、1²、2、3¹、3²、3³、4 共 7 个开发小层,2~3¹⁻¹小层的生物硅质储层及含钙黏土质硅质储层为核心优质储层^[10]。总有机碳含量 2.8%、孔隙度 6.1%、脆性矿物 64.0%、含气量 3.2 m³/t、黏土矿物 34.0%^[11]。主力产层垂深 3 590~3 880 m、地压系数 1.94~2.13、面积 143.77 km²、探明储量 1 247×10⁸ m³、已投产井 147 口。WY 区块页岩气田压裂工艺历经探索、提升、强化、强化+阶段,目前采用以“多段多簇、强加砂、双暂堵”为核心的均衡压裂模式。单段簇数 6~8 簇,单井簇数 110~140 簇,单井平均加砂强度为 1.95 t/m,综合砂液比 3.9%^[12],压裂参数总体趋势为分段逐步缩短、规模和施工排量逐步增大。

1.2 WY 区块页岩气返排规律分析

WY 区块焖井时间主要集中在 72~240 h,多数约在 120 h;压-焖-关和压-焖时间主要在 500~1 500 h 之间;大部分井能在 48 h 内见气,见气返排率在 1%以内,通常见气时间越早,反映气井产能越好;求产时的返排率(简称“测试返排率”)分布规律不明显,大部分井为 30%以上。WY 区块返排 360 h 内扫塞的井占比 8%,扫塞前油嘴主要为 3~7 mm,扫塞油嘴一般为 7~10 mm,解堵油嘴一般为 10、12 mm,扫塞至求产阶段油嘴主要为 5~7 mm。

2 压-焖-关时间的确定

研究压-焖-关时间与测试产量、稳产后半年单位压降产量、见稳产时间、见高产时间的相关性,明确推荐压-焖-关时间范围。

2.1 重点研究井的选择

为了避免地质、工程等干扰因素的影响。制定了重点研究井的筛选标准:①压裂数据、基础参数、穿行轨迹层位高度一致;②同期施工井;③筛除套变、丢段等井筒复杂情况井。最终选择了 W32 平台的 1、3、4、5、8 井作为重点研究井,这几口井的基础参数如表 1 所示,其它平台井作为观点论证井。

2.2 压-焖-关时间与测试产量的相关性

如图 1 所示,3 个平台井呈现测试产量随压-焖-关时间的增加而先增加后减少的趋势,存在最优压-焖-关时间。32、31、46 平台压-焖-关时间的峰值分别为 1 135 h、2 288 h、1 306 h,不同平台的最优

表 1 重点研究井的基础参数

Table 1 Base parameters of the key study wells

井号	压裂时间	改造段数	改造规模	水平段长/m	2 小层/m
W32-1	2 022. 11	30 段 133 簇	42 296. 23 m ³ 液量、3 216. 13 m ³ 陶粒	1 550	1 545
W32-3	2 022. 11	30 段 151 簇	42 063. 41 m ³ 液量、3 139. 55 m ³ 陶粒	1 550	1 521
W32-4	2 022. 10	30 段 133 簇	39 999. 64 m ³ 液量、2 975. 79 m ³ 陶粒	1 550	1 504
W32-5	2 022. 10	31 段 103 簇	40 493. 7 m ³ 液量、3 199. 4 m ³ 陶粒	1 550	1 518
W32-8	2 022. 08	31 段 129 簇	46 705. 44 m ³ 液量、3 262. 9 m ³ 陶粒	1 500	1 475

压-焖-关时间存在差异。韩慧芬等报道了压-关时间在 1 200 h 之后,测试产量会降低,该结论与 32 平台和 46 平台的一致性较高。相关报道可解释存在最优压-焖-关时间的现象,LYU 等^[13]发现去离子水导致的页岩膨胀可以使渗透率提高 2.78 倍,但水锁会使渗透率损失高达 99.0%;钱斌等^[14]发现页岩水化后,部分孔隙发生扩张延伸,岩心孔隙-裂缝结构体积分数从 1.25% 上升至 2.06%;郭建成等^[15]发现压裂液长时间浸泡后裂缝变小。所以,压裂液与储层短期接触可能利于裂缝扩展提高渗透率,但长时间接触可能会加剧水锁导致渗透率降低。

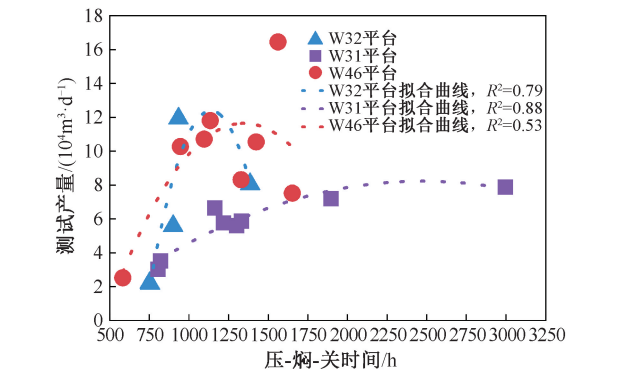


图 1 压-焖-关时间与测试产量的关系
Fig. 1 Fracturing-soaking-off time versus test production

2.3 压-焖-关时间与稳产后半年单位压降产量的相关性

对压-焖-关时间与累产的研究通常聚焦在半年累产或一年累产,然而该参数并未考虑井口压降的情况。此外,焖井后的返排可分为纯返排、见气初期、气相突破、稳定测试阶段,将各井稳定测试的时间作为起点,统计稳产后单位压降产量。如图 2 所示,三个平台稳产后半年单位压降产气量随压-焖-关时间的增加先增加后减少,证实了最优压-焖-关时间的存在。由于 32 平台工程地质参数高度一致,所以相关系数 R^2 较高。W32 平台拟合曲线的峰值为 1 167 h,25 平台拟合曲线的峰值为 1 366 h,W39 平台拟合曲线的峰值为 1 566 h,不同平台有所差异。

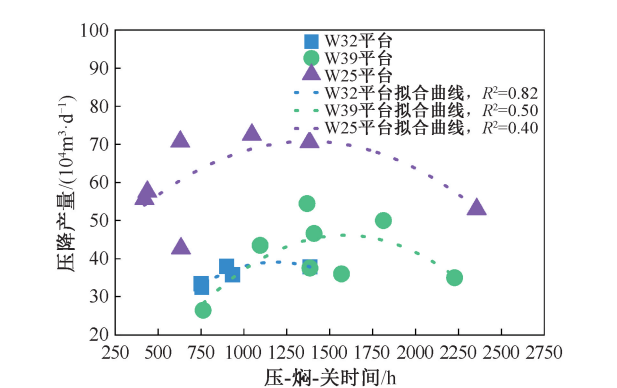


图 2 压-焖-关时间与稳产后半年单位压降产量的关系
Fig. 2 Fracturing-soaking-off time versus pressure drop production

2.4 压-焖-关时间与见稳产时间、见气时间的相关性

如图 3 所示,W32 平台压-焖-关时间与见稳产时间、见气时间的相关系数 R^2 均达到了 0.93 以上,拟合度高。见稳产时间随压-焖-关时间的增加而降低,W32 平台趋于稳定阶段的压-焖-关时间 > 1 100 h。由于见气前通常只有压裂+焖井的时间,所以见气前用压-焖时间代替。见气时间随压-焖时间的增加而降低,W32 平台见气前平衡阶段的压-焖时间为 >700 h。

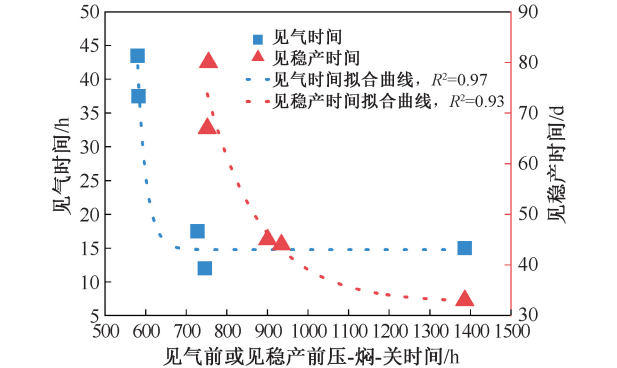


图 3 W32 平台压-焖-关时间与见高(稳)产时间、见气时间的的关系
Fig. 3 Fracturing-soaking-off time versus the time of stabilized production and gas breakthrough

2.5 最优压-焖-关时间适用性分析

总结上述 32 平台的规律,测试产量随压-焖-

关时间的增加先增加后减少,峰值范围为 1 000~1 200 h($R^2=0.79$);稳产后半单位压降产气量随压-焖-关时间的增加先增加后减少,峰值范围为 1 100~1 200 h($R^2=0.82$);见稳产时间随压-焖-关时间的增加而降低,趋于稳定阶段的压-焖-关时间 $>1\,100\text{ h}$ ($R^2=0.93$);见气时间随压-焖时间的增加而降低,见气前平衡阶段的压-焖时间 $>700\text{ h}$ ($R^2=0.97$)。综合考虑,压-焖-关时间最优的范围为 1 000~1 200 h 之间,这时见高(稳)产时间、见气时间趋于平衡,单位压降产气量、测试产量处于峰值范围内。

取 5 个平台井的生产数据来验证 1 000~1 200 h 最优压-焖-关时间的适用性,各平台的水平段穿行轨迹如图 4 所示。46、31、39、23 平台各井主要穿行轨迹为 2 小层,23 和 31 平台个别井穿行 3¹ 小层段距占水平段一半以上,各平台总体与 32 平台类似。而 25 平台主要穿行轨迹为 3¹ 小层,与 32 平台差异较大。筛除 5 个平台非同期的井、压裂规模差异大的井,不同平台压-焖-关时间和产量数据如图 4 所

示。W46-2、7 井压-焖-关时间为 1 157.5 h 和 1 101 h 时,同平台井中测试产量排名前三,半年累产排名前二;W31-6 井压-焖-关时间为 1 163.5 h,同平台井中测试产量排名前三,半年累产排名最高;W39-2 井压-焖-关时间为 1 095.36 h,在几乎只穿行 2 小层的同平台井中测试产量和半年累产最高;W23-2 井压-焖-关时间为 1 154 h,同平台井中测试产量和半年累产均排名第一。而 25 平台可以很明显的看出压-焖-关时间在 500 h 以下时,测试产量和半年累产最高,与推荐的最优压-焖-关时间存在差异性。从黏土矿物和地层最小主应力分析来看,25 平台平均黏土矿物为 23.25%,32 平台平均黏土矿物为 18.72%,压裂液与储层长时间接触的损害 25 平台 >32 平台;25 平台最小主应力为 91.75~93.43 MPa,32 平台最小主应力为 85.65~88.39 MPa,页岩水化形成的微裂缝,25 平台更容易闭合。仅从这两点分析来看,25 平台应该有更短的压-焖-关时间。根据上述平台井论证,推荐的最优压-焖-关时间(1 000~1 200 h 之间)在主要穿行 2 小层的平台井中有较好的适用性。

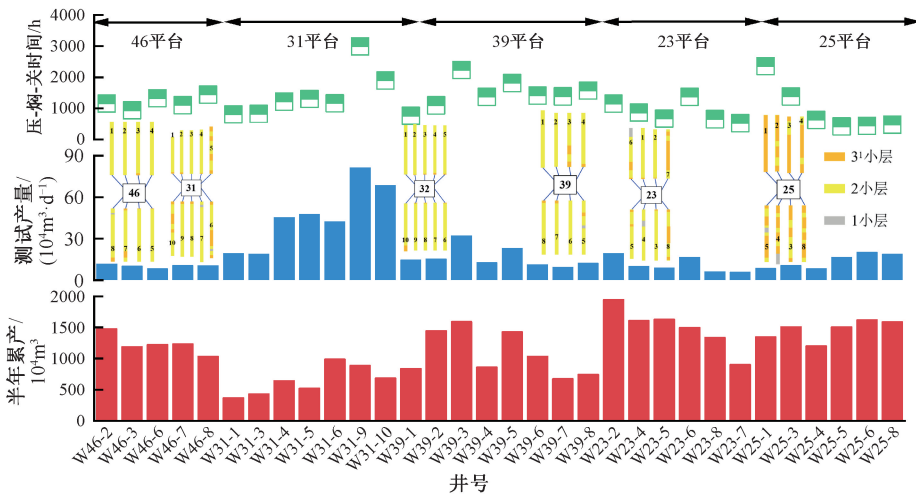


图 4 各平台井水平段穿行轨迹、压-焖-关时间、产量(未选井与同平台井相比有如下原因:W46-1、5 丢段,W46-4 改造规模小;W31-7、2 与其它井不同期;W23-1 与其它井不同期;W25-2、7 改造规模低)

Fig. 4 Horizontal section penetration trajectory, fracturing-soaking-off time, and production of each platform well

根据压-焖-关时间制定焖井时间可分为以下情况:①若测试期间有关井计划,并明确天数,则焖井时间=压焖关时间-压裂-关井时间;②若测试期间有关井计划,但并不明确天数,则根据统计 WY 区块已关井测试期平均关井时间为 384 h;③若测试期间不确定是否关井,则根据统计 WY 区块单井测试期平均关井时间为 264 h;④若压裂期过长 $>1\,200\text{ h}$,则焖井时间在压降拐点即可(32 平台约为 40 h),若无异常最好不关井;⑤若压裂

期 $<480\text{ h}$,则焖井时间 $>240\text{ h}$,且建议返排期间预留约为 336 h 的关井时间。此外,还可根据现场井的压-焖-关时间是否在推荐范围,而择优选择井进行扫塞求产。

3 油嘴更换制度的确定

页岩储层压后返排应以追求 EUR 为最终目标,制定了以“最优测试返排率、控压、控砂”的返排策略。

3.1 最优测试返排率策略

如图 5 所示,4 个平台拟合曲线的相关性较差,由于地质工程方面较高的一致性,32 平台的相关系数最高。尽管如此,还是可以很明显的看出 4 个平台总体趋势呈现测试产量随测试返排率的增加先增加后减少。通过拟合曲线显示,23、32、25、24 平台的最优测试返排率分别为 36%、21%、25%、28%,不同平台最优测试返排率有所差异。郭建成等发现四川盆地龙马溪组页岩区块存在最优返排率,当返排率位于 20%~40%区间时,产气量最大。

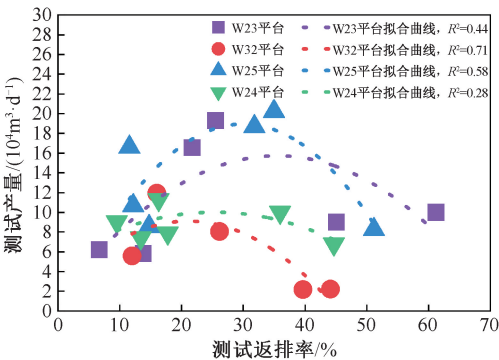


图 5 测试返排率与测试产量的相关性

Fig. 5 The correlation between flow-back rate and test production

为了进一步研究返排率与产量的相关性,选取邻区 Y36-6 井和 D2-1 井的示踪剂数据进行分析。每段的产液占比和产气占比类似返排率和产量的概念。将 Y36-6 和 D2-1 某时刻每段的取样数据作产液占比与产气占比的关系曲线,如图 6 所示。

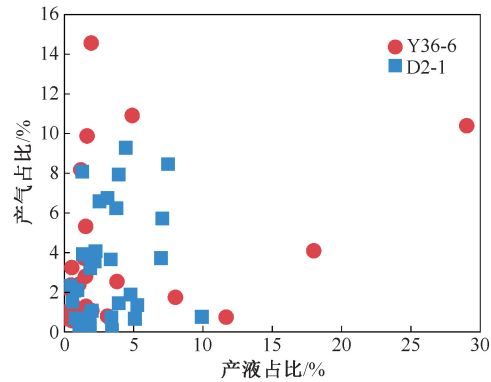


图 6 全部压裂段示踪剂产液占比与产气占比关系 (Y36-6 取样时间 2023. 5. 18 8:00;D2-1 取样时间 2023. 2. 22 20:00)

Fig. 6 Relationship between the percentage of tracer fluid production and gas production

可以看出产液占比与产气占比并没有明确的相关性。这是因为每段的压裂工艺和地质条件不同。基于这个原因,对 D2-1 井 32 段压裂段进行筛

选,最终选择第 4~6 和第 28~32 段,这些段具有相似的压裂工艺和地质条件,均为天然裂缝欠发育段,段长 42~50 m、簇数 4~5 簇,簇间距 8.9 m。同理,选择 Y36-6 的第 2~3、22~27 段,这些段均为Ⅲ级裂缝段,以 3¹ 小层为主,段长 51~73 m,簇数 4~6 簇,平均簇间距 10.2 m。作这些段数对应的产液占比和产气占比曲线,如图 7 所示,两条曲线的相关系数均在 0.7 以上,明显可以看出两口井均存在最优产液占比,也就是适当的返排率可以提高产量。

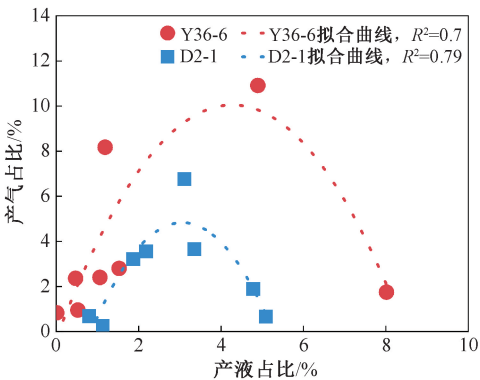


图 7 地质工程特征一致的压裂段示踪剂产液占比与产气占比关系 (Y36-6 取样时间 2023. 5. 18 8:00; D2-1 取样时间 2023. 2. 22 20:00)

Fig. 7 Relationship between the percentage of tracer fluid production and gas production

根据前期返排特征分析,WY 区块测试前油嘴主要为 3~7 mm (除扫塞阶段)。以 W32 平台为例,W32-3 在测试前一直采用 4 mm 油嘴返排 (除扫塞阶段),导致测试返排率过低 (12%),最终测试产量为 $5.58 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;W32-4 在测试前一直采用 7 mm 油嘴返排 25 d (除扫塞阶段),导致测试返排率过高 (39.67%),最终测试产量为 $2.17 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;W32-8 在测试前分别采用 3、4、5、6、7 mm 油嘴返排 (除扫塞阶段),最终测试产量为 $8.05 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。所以建议在测试前 (除扫塞阶段) 最大采用 7 mm 油嘴返排。

根据最优测试返排率可以提高测试产量的理论,收集 WY 区块各井不同油嘴制度下单位时间内返排率与 3 mm 油嘴的比值。基于 32 口井的数据,取每个制度下单位时间内返排率与 3 mm 油嘴比值的平均值得出最优测试返排率的计算经验公式:最优测试返排率 = x_3 (3 mm 油嘴) × 返排时间 + $1.48x_3$ (4 mm 油嘴) × 返排时间 + $2.12x_3$ (5 mm 油嘴) × 返排时间 + $2.76x_3$ (6 mm 油嘴) × 返排时间 + $3.19x_3$ (7 mm 油嘴) × 返排时间。 x_3 代表 3 mm 油嘴单位时间的返排率。当制定一口井的返排制度时,可按该公式,初步拟定出不同油嘴制度的返排时间。最优测试

返排率的数值可参照邻井。

3.2 控压、控砂策略

选择了 15 口 2022 年之后测试产量、累产优于同平台井,扫塞前未出砂的井。分析每个油嘴的压力范围,得出不同压力下油嘴推荐制度,如表 2 所示。表中标记了 2 mm 油嘴的使用条件,即焖井时间<72 h 的井,开井采用 2 mm 油嘴返排。

表 2 不同压力下的油嘴推荐大小		
Table 2 Recommended size of nozzles for different pressures		
井口压力/MPa	推荐油嘴/mm	备注
45~60	2、3	焖井时间<72 h 的井,开井采用 2 mm 油嘴返排
40~45	3、4、5	
35~40	4、5、6	
<35	5、6、7	

根据各井扫塞前的出砂程度将 40 口生产井分为 3 类,第一类为扫塞前无、微出砂井,第二类为扫塞前少砂、中砂、严重出砂井,第三类为砂堵井。根据 50 口井的统计数据,扫塞前无、微出砂井平均测试产量 $12.59\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、平均半年累产 $1\,400.44\times10^4\text{ m}^3$;扫塞前少-严重出砂井平均测试产量 $9.68\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、平均半年累产 $1\,382.59\times10^4\text{ m}^3$;扫塞前砂堵井平均测试产量 $7.12\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、平均半年累产 $1\,185.13\times10^4\text{ m}^3$ 。可以看出扫塞前无或微出砂的井平均测试产量和半年累产均高于出砂和砂堵井,因此返排制度应该避免出砂。

开井返排初期是控压、控砂最为关键的时候,这时候裂缝并未完全闭合,支撑剂回流临界流速过小,油嘴制度不合理极易导致出砂。虽然人们已经认识到焖井后采用小油嘴返排(2~4 mm),但每个油嘴的持续时间和更换时机并没有给出具体的答案。根据 WY 区块 50 口井的统计数据,明确各级油嘴使用时间的边界和更换时机。WY 区块页岩气各级油嘴的使用时间和更换时机应该遵循以下原则:

(1) 3、4 mm 油嘴制度应该分别>72 h。据统计,在 3 mm 油嘴制度<72 h 的 17 口井中,扫塞前出砂占比 94.1%,扫塞前出现砂堵等情况占比 23.5%,而在满足 3 mm、4 mm 油嘴分别>72 h 的 24 口井中,扫塞前出砂占比 25%,大部分为微量和少量出砂,砂堵井占比 8.3%,其中一口砂堵井为 W26-2,该井 3 mm 和 4 mm 油嘴的使用时长为 84.5 h 和 87 h,与 72 h 接近。此外,4 mm 时长少于 72 h,即使 3 mm 油嘴时长>72 h,也可能会发生砂堵,如表 3 的 W24-1 和 W31-9 井。

(2) 若使用了 2 mm 油嘴,则需保证 2 mm 和

3 mm 油嘴使用总时长>72 h。如表 3 所示,W32-4、W31-8 两口井 2 mm 和 3 mm 油嘴使用总时长<72 h 均在扫塞前造成了砂堵,而 2 mm 和 3 mm 油嘴使用总时长>72 h 的井均为少量或微量出砂。

表 3 3 mm 或 4 mm 油嘴使用时长与出砂统计(部分井)
Table 3 3 mm or 4 mm nozzle use hours and sand out statistics (some wells)

井号	2 mm 时长/h	3 mm 时长/h	4 mm 时长/h	扫塞前出砂情况
W25-6	51.5	54.5	0	微砂
W25-8	53.5	24.5	0	微砂
W34-3	37	41	93	少量砂
W34-2	27	23	40	少量砂
W32-4	0	25	48.5	砂堵
W31-8	0	30	384.5	砂堵
W34-6	19.5	53	90	出砂严重
W24-1	0	72	60	砂堵
W31-9	0	173	54	砂堵
W34-1	68	76	75	无
W23-7	0	236	458	无
W32-3	0	137.5	214	无

(3) 若 2 mm 油嘴持续约 72 h,4 mm 油嘴可在>72 h 的界限上适当减少时间。如表 3 的 W34-1、W23-7、W32-3 井所示,W34-1 井 2 mm 油嘴持续 68 h,3 mm 和 4 mm 油嘴分别持续 76 h 和 75 h,而其余两口井 4 mm 油嘴分别持续 458 h 和 214 h,3 口井同样在扫塞前无出砂。

(4) 2、3、4 mm 油嘴应在压力平稳条件下更换,更换时机为 10 h 内压降速率 $\leq0.1\text{ MPa/h}$ 。选出 17 口扫塞前无砂,测试产量优于邻井的生产井,作出返排时间、油嘴尺寸、压力波动的曲线。以 W23-6 井为例,该井扫塞前无砂,测试产量 $16.56\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,3 mm 转为 4 mm 时 10 h 内压降速率为 0.1 MPa/h (见图 8),该值是 17 口井中 10 h 内压降速率的最大值。所以,将 10 h 内压降速率 $\leq0.1\text{ MPa/h}$ 定为 2、3、4 mm 油嘴更换时机的判断。

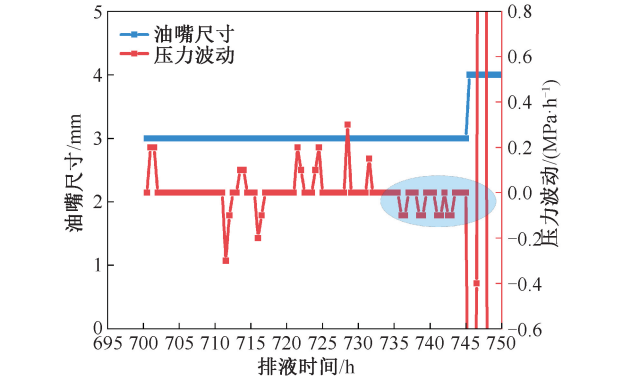


图 8 W23-6 井 3 mm 转为 4 mm 油嘴的返排曲线
Fig. 8 Flow-back curve of 3 mm to 4 mm nozzle in well W23-6

(5)4、5、6 mm 油嘴返排中未出现明显压力波动,可适当减少油嘴制度,维持该油嘴制度或该油嘴与+1 级油嘴两个油嘴制度返排至扫塞。Y52-3、4 采用 3 mm 油嘴返排后,调整为 4 mm 和 5 mm 油嘴制度直至扫塞,压力平稳下降,未出现波动,测试产量高于 Y52-1、2。Y52-5 一直采用 4 mm 油嘴返排 480 h,压力有所波动之后才调成 6 mm 油嘴,最终测试产量高于 Y52-1、2。

(6)4、5、6 mm 油嘴应在压力平稳条件下更换,更换时机为 10 h 内压降速率 ≤ 0.25 MPa/h。按照上文的做法,选出 17 口扫塞前无砂,测试产量优于邻井的生产井,作出返排时间、油嘴尺寸、压力波动的曲线。以 W25-5 井为例,该井扫塞前无砂,测试产量 16.6×10^4 m³/d,4 mm 转为 5 mm 时 10 h 内压降速率为 0.25 MPa/h,是 17 口井中

10 h 内压降速率的最大值。所以,将 10 h 内压降速率 ≤ 0.25 MPa/h 定为 4、5、6 mm 油嘴更换时机的判断。

4 WY 区块页岩气返排推荐制度

基于上述规律,总结出 WY 区块页岩气井压后返排推荐制度。对于水平段主要穿行轨迹为龙马溪组 2 小层的井,推荐压-焖-关时间为 1 000 ~ 1 200 h。焖井之后,采用按照返排推荐制度(见表 4),该制度是基于控压、控砂的原则,明确了各级油嘴的使用时间下限和更换时机。各级油嘴执行控压、控砂策略之后,按照最优测试返排率公式,明确各级油嘴使用时间上限,并根据该井实时数据调整公式各级油嘴系数,以便得到更为准确的数值。

表 4 WY 区块页岩气返排推荐制度
Table 4 Recommended flow-back system for shale gas in block WY

井口压力/MPa	推荐油嘴/mm	备注
45~60	2、3	(1)焖井时间<72 h 的井,开井采用 2 mm 油嘴返排;
		(2)3、4 mm 油嘴制度应该分别>72 h;
		(3)若使用了 2 mm 油嘴,则需保证 2 mm 和 3 mm 油嘴使用总时间>72 h;
		(4)若 2 mm 油嘴持续 72h 左右,4 mm 油嘴可在>72 h 的界限上适当减少时间;
40~45	3、4、5	(5)2、3、4 mm 油嘴应在压力平稳条件下更换,更换时机为 10 h 内压降速率 ≤ 0.1 MPa/h;
		(6)4、5、6 mm 油嘴返排中未出现明显压力波动,可适当减少油嘴制度,维持该油嘴制度或该油嘴与+1 级油嘴两个油嘴制度返排至扫塞;
35~40	4、5、6	(7)4、5、6 mm 油嘴应在压力平稳条件下更换,更换时机为 10 h 内压降速率 ≤ 0.25 MPa/h;
		(8)若大量出砂或砂堵,采用 10 或 12 mm 油嘴返排,或关井解堵。出砂判断标准:前后 3 h 压降速率>1 MPa/h,则判断已出砂;
<35	5、6、7	(9)扫塞时 8、9 mm 油嘴扫塞;
		(10)扫塞后 5、6、7 mm 油嘴返排生产。

求产时:最优测试返排率= $x_3\times$ 返排时间+1.48 $x_3\times$ 返排时间+2.12 $x_3\times$ 返排时间+2.76 $x_3\times$ 返排时间+3.19 $x_3\times$ 返排时间

5 结论

(1)WY 区块焖井时间主要集中在 72~240 h,多数约 120 h;压-焖-关和压-焖时间主要在 500~1 500 h 之间;大部分井能在 48 h 内见气,见气返排率在 1%以内;测试返排率分布规律不明显,大部分井为 30%以上。

(2)以地质-工程资料高度一致平台井的返排数据和示踪剂数据作为研究对象是研究返排参数相关性的有效方法,基于该方法,明确了最优压-焖-关时间和最优测试返排率的存在。通过 6 个平台井的案例论证,对于水平轨迹主要穿行轨迹为龙马溪组 2 小层的井,推荐压-焖-关时间为 1 000~1 200 h。

(3)WY 区块的返排原则应该遵循“最优测试

返排率、控压、控砂”策略。扫塞前按照最优测试返排率经验公式和井口压力,初步拟定油嘴尺寸和返排时间,2 mm 和 3 mm 油嘴使用总时长、4 mm 油嘴使用时长应该分别持续 72 h 以上,逐级增大油嘴,最大采用 7 mm 油嘴返排,根据压降速率实时调整;扫塞时采用 8、9、10 mm 油嘴;扫塞后采用 5、6、7 mm 油嘴返排生产。

(4)从现场数据角度总结了压-焖-关时间、油嘴更换原则的规律,形成了 WY 区块页岩气井压后返排推荐制度。下一步应该加强现场数据与理论算法、室内实验的融合,进一步提升返排制度的准确性与普适性。

致谢:衷心感谢中石化西南油气分公司石油工程技术研究院领导及同事在论文编写过程中提供的帮助。

参考文献

[1] DEHGHANPOUR H, ZUBAIR H A, CHHABRA A, et al. Liquid intake of organic shales [J]. Energy & Fuels, 2012, 26(9): 5750-5758.

[2] SHEN Y, GE H, MENG M, et al. Effect of water imbibition on shale permeability and its influence on gas production [J]. Energy & Fuels, 2017, 31(5): 4973-4980.

[3] TAO L, GUO J, SHAN J, et al. A new shut in time optimization method for multi-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs [C]//Geomechanics Symposium. ARMA: US Rock Mechanics, 2020: 1736-1739.

[4] ZHOU Z, WEI S, LU R, et al. Numerical study on the effects of imbibition on gas production and shut-in time optimization in woodford shale formation [J]. Energies, 2020, 13(12): 1-18.

[5] WANG Q, LYU C, COLE D R. Effects of hydration on fractures and shale permeability under different confining pressures: An experimental study[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2019, 176(2019): 745-753.

[6] 韩慧芬, 王良, 贺秋云, 等. 页岩气井返排规律及控制参数优化[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(2): 253-260. HAN Huifen, WANG Liang, HE Qiuyun, et al. Flowback laws and control parameter optimization of shale gas wells [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(2): 253-260.

[7] 蒋佩, 王维旭, 李健, 等. 浅层页岩气井控压返排技术——以昭通国家级页岩气示范区为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(增刊1): 186-191. JIANG Pei, WANG Weixu, LI Jian, et al. Pressure control flowback technology for shallow shale gas wells: taking Zhaotong national shale gas demonstration area as an example [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41 (Suppl. 1): 186-191.

[8] 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]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 95-101.

[9] 黄小青, 韩永胜, 杨庆, 等. 昭通太阳区块浅层页岩气水平井试气返排规律[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(4): 457-463. HUANG Xiaoqing, HAN Yongsheng, YANG Qing, et al. Gas testing flowback rules of shallow shale gas horizontal wells in TY block of Zhaotong [J]. XinJiang Petroleum

Geology, 2020, 41(4): 457-463.

[10] 庞河清, 熊亮, 魏力民, 等. 川南深层页岩气富集高产主要地质因素分析——以威荣页岩气田为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(增刊1): 78-84. PANG Heqing, XIONG Liang, WEI Limin, et al. Analysis on main geological factors of deep shale gas enrichment and high yield in South Sichuan basin: a case study of Weirong shale gas field [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(Suppl. 1): 78-84.

[11] 龙胜祥, 冯动军, 李凤霞, 等. 四川盆地南部深层海相页岩气勘探开发前景[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(4): 443-451. LONG Shengxiang, FENG Dongjun, LI Fengxia, et al. Prospect of the deep marine shale gas exploration and development in the Sichuan basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(4): 443-451.

[12] 王兴文, 林永茂, 缪尉杰. 川南深层页岩气体压裂工艺技术[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 102-108. WANG Xingwen, LIN Yongmao, MIAO Weijie. Volume fracturing technology of deep shale gas in southern Sichuan [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 102-108.

[13] LYU Q, SHI J, TAN J, et al. Effects of shale swelling and water-blocking on shale permeability [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2022, 212: 110276-110287.

[14] 钱斌, 朱炬辉, 杨海, 等. 页岩储集层岩心水化作用实验[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 615-621. QIAN Bin, ZHU Juhui, YANG Hai, et al. Experiments on shale reservoirs plugs hydration [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 615-621.

[15] 郭建成, 林伯韬, 向建华, 等. 四川盆地龙马溪组页岩压后返排率及产能影响因素分析[J]. 石油科学报, 2019, 4(3): 273-287. GUO Jiancheng, LIN Botao, XIANG Jianhua, et al. Study of factors affecting the flowback ratio and productive capacity of Longmaxi Formation shale in the Sichuan basin after fracturing. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(3): 273-287.

编辑 吴志力

第一作者简介:刘殷韬,男,1973 年出生,高级工程师,硕士学位,2005 年毕业于西南石油大学石油工程专业,主要从事石油与天然气工程工作。电话:18583378862,Email: liuyintaoyao@sinope.com。通信地址:四川省德阳市龙泉山北路 298 号石油工程技术研究院,邮政编码:618000。