

文章编号:1009-9603(2021)03-0134-08

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.03.017

新疆油田 JL 区块特低渗透油藏 CO₂- 化学剂复合吞吐技术应用研究

李超¹, 陈祖华², 胡世莱³, 任培罡¹

(1. 中国石化华东石油工程有限公司 科技发展分公司, 江苏 南京 210019; 2. 中国石化华东分公司 勘探开发研究院, 江苏 南京 210019; 3. 西南石油大学 石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500)

摘要:通过调研中外 CO₂ 吞吐项目的应用效果和实践经验, 从地质特征、储层特征、流体性质和开发特征的 4 类 9 项参数分析了适合 CO₂ 吞吐的油藏特征。室内实验表明, 新疆油田 JL 区块注 CO₂ 后地层原油膨胀系数增幅明显, 地层弹性能量得到较好补充, 适合开展 CO₂ 吞吐; 而表面活性剂 CRS-1080 可有效降低流体间的界面张力, 增强 CO₂ 波及体积, 提高驱油效率, 二者相结合, 增强了 CO₂ 吞吐效果。结合选井条件和室内实验, 优选新疆油田 JL 区块 X1 井开展 CO₂-化学剂复合吞吐先导试验, 措施后地层能量得到有效补充, 邻井产量递减趋势得到遏制, 说明该项技术对本区块具有一定的适用性。

关键词:特低渗透油藏; 复合吞吐; 表面活性剂; 选井条件; 新疆油田

中图分类号: TE357.45

文献标识码: A

Application of CO₂-chemical agent composite huff and puff in extra-low permeability reservoir of Block JL in Xinjiang Oilfield

LI Chao¹, CHEN Zuhua², HU Shilai³, REN Peigang¹

(1. Science and Technology Development Branch, SINOPEC East China Petroleum Engineering Co., Ltd., Nanjing City, Jiangsu Province, 210019, China; 2. Exploration and Development Research Institute, SINOPEC East China Branch, Nanjing City, Jiangsu Province, 210019, China; 3. Institute of Petroleum and Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China)

Abstract: By investigating the application effect and practical experience of CO₂ huff and puff projects, we analyzed the reservoir characteristics suitable for CO₂ huff and puff from nine parameters in four categories, namely geological features, reservoir characteristics, fluid properties, and development characteristics. According to the laboratory experiments, the expansion coefficient of crude oil in the CO₂-injected formation in Block JL exhibits such an evident increase and the elastic energy of the formation could be well supplemented, which means the formation is the suitable for CO₂ huff and puff. Meanwhile, the surfactant CRS-1080 can effectively reduce the interfacial tension between fluids and increase CO₂ swept volume, thus improving the effect of CO₂ huff and puff. Combined with well selection conditions and laboratory experiments, Well X1 in Block JL was selected to carry out the pilot test of CO₂-chemical composite huff and puff, after which the reservoir energy was effectively supplemented and the production decline trend of near wells was restrained. The test showed that this technology has certain applicability to this block.

Key words: extra-low permeability reservoir; composite huff and puff; surfactant; well selection conditions; Xinjiang Oilfield

CO₂ 吞吐也称循环注 CO₂ 或 CO₂ 增产, 最初作为 循环注蒸汽采重油的替代方法。自 20 世纪 50 年代

收稿日期: 2020-08-18。

作者简介: 李超(1971—), 男, 河南南阳人, 高级工程师, 从事油气增产技术研究与管理工作。E-mail: 68835285@qq.com。

基金项目: 中国石化石油工程技术服务有限公司科技项目“新疆油田金龙井区低渗砂砾岩油藏二元复合吞吐增产技术先导试验”(SG19-42X)。

开始,经过半个多世纪的发展,CO₂吞吐已经是国际上—项较为成熟的提高采收率技术^[1-5]。截至20世纪90年代初期,美国在墨西哥湾重质油藏、阿帕拉契亚盆地的部分轻质油藏、路易斯安那州的轻质油藏等实施CO₂吞吐,其中针对轻质油藏实施了483井次吞吐,成功率达到90%以上,取得了很好的经济效益。

中国相关技术研究起步较晚,直到1989年江苏油田在苏88井开展了CO₂吞吐现场试验,累积注入CO₂量为116 t,焖井时间为11 d,开井生产后增产比达3,采收率提高了5%以上^[6]。2000年东辛油田在不同的断块和层位共选取了16口井进行CO₂吞吐试验,吞吐成功率达70%,累积增油量为1.676×10⁴ t,增产效果明显。这表明CO₂吞吐可有效提高连续性差、含油面积小、储量丰度低的小断块油藏的采收率^[7]。2008年孙雷等利用数值模拟手段对中原油田复杂小断块油藏CO₂吞吐过程的压力及含油饱和度进行评价,发现吞吐结束后因地层边界的原油被CO₂携带到井底附近致使井筒周围含油饱和度回升^[8]。2013年冀东油田将CO₂吞吐推广到中深层油藏,实施CO₂吞吐15井次,措施有效率为72.7%^[9]。2017年大庆油田在扶余超低渗透油藏的YP1-7井开展水平井体积压裂+CO₂吞吐现场试验,注入CO₂后9个月增油量为1 994 t,增油效果明显^[10]。面对低油价,单纯应用CO₂吞吐技术提高原油采收率的经济效益越来越低,而CO₂-化学剂复合吞吐技术应运而生,2016年在洲城油田洲20井成功实施CO₂复合吞吐技术^[11]。就当前而言,虽然各油公司对CO₂-化学剂复合吞吐技术均有尝试,但依然以CO₂为主,对化学剂的用量、时机、波及范围等没有系统研究,只作为一个辅助手段。

笔者以定制式的化学试剂与CO₂复合吞吐先导试验为基础,在新疆油田JL区块开展试验。新疆油田地理位置偏远,CO₂来源受限,单纯注CO₂开发成本较高、经济效益较差,因此探索利用CO₂-化学剂复合吞吐的方式,一方面充分发挥CO₂吞吐增产的优势,另一方面通过减少CO₂的用量降低成本投入,提高油藏开发经济效益。

1 CO₂吞吐敏感参数分析

针对CO₂吞吐选区评价问题,中外学者根据油藏特征提出了大量的选区标准。由于制约CO₂吞吐提高油藏采收率项目实施的主要因素是项目的经济效益,因此针对不同时期、不同地区制订的CO₂吞

吐选区标准的差异较大。鉴于影响油藏CO₂吞吐效果的因素较多,通过调研和分析中外70多个CO₂吞吐项目的应用情况,结合国内低渗透油藏CO₂吞吐实践经验,从油藏地质特征、储层特征、流体性质和开发特征的4类9项参数分析了适合CO₂吞吐的油藏特征,为JL区块的CO₂-化学剂复合吞吐选井提供依据。

1.1 地质特征参数

1.1.1 地层深度

地层深度通常决定储层岩石压实程度和破裂压力,地层深度越深岩石的压实程度越高、破裂压力越大。油藏埋深过浅,储层岩石容易在注气时被压裂,致使CO₂沿裂缝窜流,CO₂波及效果差;但是,地层埋深越大,项目实施的投入成本也越大、经济效益越差,适合开展CO₂吞吐的地层埋深存在一个合理区间。国外CO₂吞吐实施项目的油藏埋深为350~3 923 m,国内CO₂吞吐实施项目的油藏埋深为1 600~4 000 m,在2 200~3 000 m效果相对较好。从2018年以来,新疆油田玛湖井区开展了3井次的深层水平井CO₂吞吐,均取得了显著的增油效果。新疆油田JL区块目的层平均埋深为4 000 m,属低渗透砂砾岩油藏,本次先导试验是对深层低渗透砂砾岩油藏的一种尝试,获取CO₂吞吐在深层油藏的增油机理。

1.1.2 地层压力

地层压力是CO₂和地层原油接触溶解的基础,压力越高地层原油溶解CO₂的能力越强,CO₂改善原油性质效果越好。当压力超过CO₂-原油之间的最小混相压力后,CO₂会将井筒附近原油驱向地层深处,大幅度减小井筒附近剩余油饱和度。但由于CO₂吞吐过程中的波及能力有限,将严重影响吞吐效果。杨小松等统计中外50个CO₂吞吐成功实例发现,随着油层压力的增大,分布密度函数值变小,即油层压力越小对吞吐越有利^[12]。此外,王军统计国内有效实施CO₂吞吐油藏压力与增油效果发现,增油量和换油率的大小与地层压力的高低以及是否混相并无明显关系,CO₂吞吐存在一个合理的压力区间^[13]。刘炳官等研究认为,对于轻质油藏,地层压力为混相压力的0.6~0.8倍时CO₂吞吐效果较好^[6]。新疆油田JL区块目的层平均压力为48 MPa,而根据实验所得混相压力高达90 MPa,因此非混相情况下,适合CO₂吞吐技术的应用。

1.1.3 驱动机制

油藏所具有的驱动机制对吞吐项目的成败起着很重要的作用。矿场应用显示,CO₂吞吐累积增

油量与CO₂的注入量呈正相关线性关系(图1)。对于天然能量通常不足的低渗透油藏,要获取较高的采收率往往需要有一个辅助的水驱作用,伴注水多数情况下有益。这主要是由于在CO₂焖井过程中,随着流体压力逐渐由井筒向地层深处扩散,在水浸作用下游离的CO₂与远端的原油接触,使CO₂吞吐范围更广。对于天然能量充足的油藏,应该优先考虑充分利用天然能量开发,避免采用CO₂吞吐。或者采用一定的避水高度,减轻底水锥进对油藏开发的影响。以塔河9区缝洞型碳酸盐岩油藏为例,油藏埋深为4 600 m,地层压力为49.75 MPa,刚性底水发育,开发过程中,底水易锥进引起油井含水率上升、产量下降^[14]。前期的N₂泡沫驱虽发挥了重力超覆驱和增能压锥的作用,但气体易沿高渗透层通道散逸,影响驱替效果。当在该区块T614井开展CO₂吞吐试验时,设计了1/3的避水高度,只射开含油层段顶部2/3的厚度,取得了一定的效果。新疆油田JL区块注水压力高,见效周期短,油藏压力保持水平低,地层能量补充困难,适合利用CO₂吞吐补充能量。

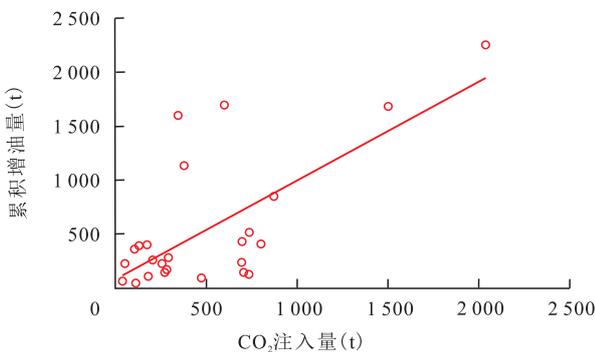


图1 CO₂注入量与累积增油量关系

Fig.1 Relationship between CO₂ injection and cumulative oil increment

1.2 储层特征参数

1.2.1 油层厚度

国外目前成功实施CO₂吞吐项目的油层厚度为16~67 m。中国东部低渗透断块油藏单井CO₂吞吐的增油效果与油层厚度呈正相关(图2),CO₂吞吐增油量随油层有效厚度的增加而增加,尤其是在富含轻油的油层中,有效厚度大的油层,其最终采收率也较高。但如果油层射开厚度过大,注入的CO₂主要消耗在井筒附近,需要较大的注入量才能满足所需的吞吐半径。而且由于CO₂的重力分离,也会影响其在油层底部的溶解和扩散。另外,井段跨度也不宜过大,层数少,可以减少层间干扰。2018年,在苏北盆地洲城垛一段厚油层油藏开展了注CO₂-化学剂提高采收率研究,该油藏油层平均厚度为63.6

m,数值模拟研究显示,由于CO₂的超覆作用,气体在向上运移的过程中能够携带一部分添加剂到达油层的顶部。CO₂-化学剂复合吞吐可以一定程度上改善厚油层的开发效果^[15]。新疆油田JL区块目的层平均厚度为35 m,处于比较适中的厚度范围。

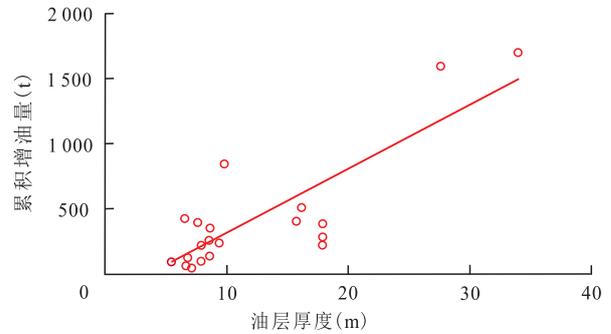


图2 油层厚度与累积增油量关系

Fig.2 Relationship between reservoir thickness and cumulative oil increment

1.2.2 地层渗透率

渗透率对CO₂吞吐工艺增油效果的影响规律不同。对于黏度大于1 000 mPa·s的原油来说,较高的渗透率起到增强CO₂增产的作用;对于黏度较低的原油来说,大部分原油是在原始条件下产出的,渗透率对吞吐效果不敏感。对于封闭的小断块油藏,高渗透率有助于提高吞吐效果,同时要求地层渗透率大于5 mD;对于大规模和开放性油藏,地层渗透率越高,CO₂吞吐效果越差。其主要原因是,当渗透率高到一定值后,注入的CO₂驱动原油向井筒周围流动的距离增加,甚至将原油驱向地层深处,而在开井生产时,随着CO₂从原油中逸出,导致CO₂回采量提高、原油回采量下降,吞吐效果差。目前,国外实施项目目的层渗透率为10~3 000 mD。新疆油田JL区块目的层平均渗透率为1.98 mD,属特低渗透砂砾岩油藏。

1.3 流体性质参数

1.3.1 原油黏度及组成

溶解降黏、增溶膨胀和抽提萃取是CO₂提高原油采收率的主要机理^[16-17]。对于重质油,降低油的黏度,改善近井地带油的流动性是十分重要的;对于轻质油,可以蒸发汽化原油中间烃组分,使注入的CO₂与油藏流体在近混相状态下完成吞吐过程。但是,当地层原油中轻烃—中间烃组分含量少、胶质沥青重组分含量高时,容易产生沥青沉淀并在孔隙中吸附,降低地层渗流能力,从而导致CO₂吞吐效果变差。邓永红等认为原油中轻质成分或中间成分的含量尽量高,胶质沥青含量尽量低,C₅—C₂₀的中间烃组分在总烃中的含量高于71.0%,胶质沥青

含量低于13.42%,可获得较好的CO₂吞吐效果^[18]。胜利油田30多个开发单元的研究认为,随着CO₂吞吐轮次的增加,地层原油黏度的敏感性降低。国外目前实施成功的CO₂吞吐项目原油黏度变化范围较大,重油最高达3 000 mPa·s,轻油最低为0.4 mPa·s。新疆油田JL区块原油黏度为18.10 mPa·s,属轻质油范畴,适合开展CO₂吞吐。

1.3.2 原油密度及气油比

对于低黏轻质油藏,在成功进行CO₂吞吐的项目中,选择原油密度小于0.86 g/cm³的油藏最多。深层低渗透油藏实施CO₂吞吐,气油比应大于89 m³/m³^[19]。通常情况下,原油密度越低,表明原油中轻质组分较多,原油品质较好,气油比越高^[20]。此时,CO₂与原油之间的互溶效果好,原油溶解能力强,在焖井扩散过程中原油容易被蒸发。但是,对于高气油比原油,原油饱和压力高,在开井回采降压过程中,原油中溶解的天然气和CO₂容易散逸出来,在地层中形成大量的自由气。由于自由气流动能力强,井筒附近的渗流通道主要被自由CO₂气和部分烃类气体所占据,严重降低油相有效渗透率,从而导致回采时的生产气油比高,CO₂换油率低,CO₂吞吐效果差。鞠斌山等通过实验研究也证明了地层脱气会降低原油产量^[21-26]。因此,对于高气油比的轻质原油在实施CO₂吞吐过程中,利用本次先导试验化学剂水溶液降低回采降压时地层中自由气向井筒的窜进速度,减小回采时生产气油比,提高CO₂利用效率。新疆油田JL区块原油密度为0.858~0.86 g/cm³,气油比为216~262 m³/m³,处于适宜的应用范围。

1.4 开发特征参数

1.4.1 剩余油饱和度

对于各种注气提高采收率方法,注气前的含油饱和度都不能太低,否则会因收益低于成本而导致项目失去价值。剩余油饱和度越大,CO₂吞吐能取得较好的经济效益的可能性越高,CO₂吞吐工艺要求含油饱和度大于35%。而国外目前实施的CO₂吞吐项目中的剩余油饱和度为34%~85%。对于水驱后的油藏,在非混相条件下,CO₂吞吐提高的采收率随水驱残余油饱和度的增加而增加,而混相条件下则相反。CO₂吞吐适用于介于非混相与近混相之间,流体之间的界面张力仍然较高,CO₂吞吐后井筒周围仍然存在大量残余油的油藏。因此,在CO₂吞吐过程中,采用本次先导试验添加表面活性剂等降低油水气之间的界面张力,对原油的流动也有极其有利的作用。新疆油田JL区块剩余油饱和度为

54%,属于合适的CO₂吞吐应用范围。

1.4.2 含水率

研究表明,CO₂在水中的扩散系数大于在油中的,随着含油饱和度以及原油黏度的增加,CO₂扩散系数降低,而且CO₂扩散系数与含水饱和度之间呈线性关系。这说明部分含水能够起到补充地层能量和将CO₂推到地层深处的作用,更有利于吞吐增油能力的发挥。根据以往CO₂吞吐的生产实践和油藏筛选标准,CO₂吞吐在高含水油井和低含水油井中都能获得较好的增油效果。而且在成功实施CO₂吞吐项目中,含水率为30%~60%的最多。陈民锋等采用模糊综合评判法确定最适合开展CO₂吞吐的综合含水率为40%~60%^[22]。此外,众多学者认为处于油藏特高含水期(含水率>95%)后,特别是已水淹的井,采用CO₂吞吐效果甚微。然而,板桥油田板14-1断块油藏CO₂吞吐实践表明,油井含水率由实施前的98.1%下降至62.5%,日产油量由实施前的1.6 m³/d上升至4.73 m³/d,油井降水增油效果明显,进一步扩大了适合开展CO₂吞吐的油藏范围^[27-32]。新疆油田JL区块吞吐前含水率小于10%,适合开展CO₂吞吐。

2 CO₂-化学剂复合吞吐可行性实验

2.1 原油注气膨胀实验

利用DBR-PVT仪开展新疆油田JL区块地层原油注CO₂膨胀实验,评价CO₂注入地层原油后,原油体积膨胀与收缩情况。从CO₂注入量与原油膨胀系数关系曲线(图3)来看,原油膨胀系数随CO₂注入量增加而增加,注CO₂后地层原油膨胀系数增幅明显,可有效补充地层能量,提高原油弹性采收率。图4为CO₂注入原油后的降压过程中的液相体积分数曲线,其中液相体积分数为100%的对应压力为原油饱和压力。由图4可以看出,随CO₂注入量的增加,

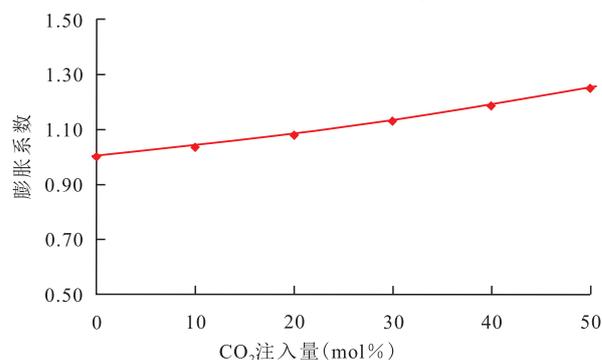


图3 CO₂注入量与原油膨胀系数关系

Fig.3 Relationship between CO₂ injection and crude oil expansion coefficient

原油饱和压力增加,且饱和压力增幅不断提高。当CO₂注入量超过40 mol%后,饱和压力急剧增加。此外,随着注气原油压力逐渐降低,烃-CO₂体系的液相体积分数逐渐降低,且当压力降低至27 MPa后,液相体积分数才开始快速下降。说明注CO₂后,地层原油的弹性能量得到较好补充。

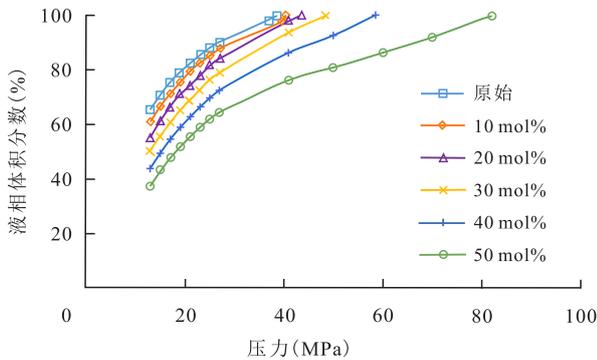


图4 降压过程中的液相体积分数变化特征
Fig.4 Volume fraction changes of liquid phase during depressurization

2.2 化学剂增效实验

采用白板法,测试新疆油田JL区块地层温度条件下(93.1~100.3 ℃),不同质量分数表面活性剂CRS-1080溶液与JL区块原油间的界面张力。由界面张力测试结果(图5)可以看出,表面活性剂显著降低了水-原油的界面张力,并且表面活性剂质量分数越高,水-原油的界面张力越低。在此基础上,测试了2%KCl+0.3%CRS-1080溶液的表面张力为29.46 mN/m。而且在95 ℃下恒温老化3 d后,表面活性剂溶液的表面张力为29.50 mN/m,表面张力仅有小幅升高,说明高温条件下该表面活性剂的稳定性较好。

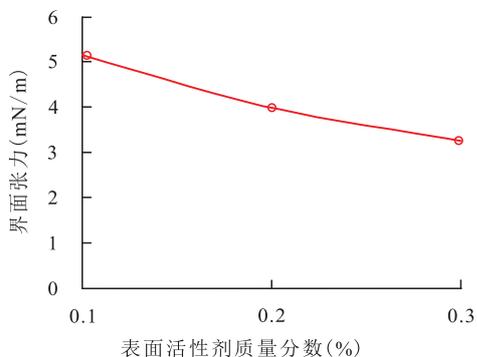


图5 不同质量分数的表面活性剂CRS-1080与原油间的界面张力

Fig.5 Interfacial tension between CRS-1080 and crude oil with different mass fractions

采用自吸法,在Amott Cell瓶中开展饱和原油的人造岩心浸泡实验,对比2%KCl溶液和2%KCl+0.3%CRS-1080溶液自吸替油效果。从人造岩心的

自吸替油结果(图6)来看,浸泡22 d后,表面活性剂溶液的洗油率为20.12%,而KCl溶液的洗油率只有8.57%,表面活性剂溶液洗油率是KCl溶液的2倍以上,该表面活性剂溶液增油效果好。

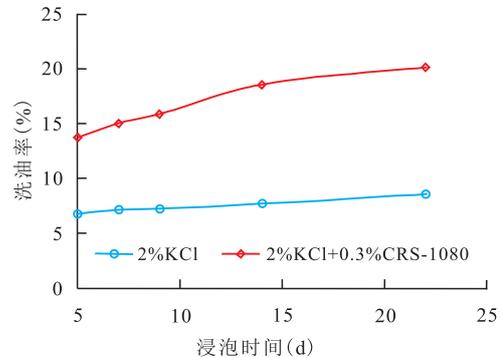


图6 不同浸泡时间的洗油率
Fig.6 Oil washing rates at different soaking time

3 应用实例

3.1 油藏简况

新疆油田JL区块位于准噶尔盆地西北缘中拐凸起东斜坡带,其中二叠系上乌尔禾组油藏为主要受断裂控制的构造层状油藏,封闭性好,局部受地层剥蚀和岩性控制,含油层系为乌一段(P₃w₁)和乌二段(P₃w₂)。油藏埋深为3 840~4 192 m,油层厚度为16.1~37.9 m,原始地层压力为46.4~54.5 MPa,地层温度为93.1~100.3 ℃。储层以砂砾岩为主,物性差,平均孔隙度为10.1%,平均渗透率为1.98 mD,平均变异系数为0.67,储层非均质性强。地面原油黏度为18.1 mPa·s,原油密度为0.858 g/cm³,气油比为216~262 m³/m³。原始含油饱和度为52.8%~56%,目前剩余油饱和度仍大于45%,区块综合含水率为10%,油藏剩余油开发潜力大。

新疆油田JL区块2013年投入开发,2015年开展局部小井距注水试验,后因注水开发效果差、地层能量补充困难转为采用弹性能量衰竭式开发,并对储层进行了压裂改造以提高油井产能,但稳产期短、产量递减快。

3.2 复合吞吐应用效果

根据适合开展CO₂吞吐油藏特征参数范围,结合新疆油田JL区块各生产井实际情况,优选X1井开展CO₂-化学剂复合吞吐先导试验,X1井实施吞吐,同时加强X1井及邻井X2井的动态监测,两口井井距为250 m,X1井构造部位比X2井高30 m。X1井特征参数如表1所示。

X1井于2014年7月试采,因天然能量衰竭,截

表1 X1井特征参数
Table1 Characteristic parameters of Well X1

地层特征			储层特征		流体特征			开发特征	
埋深(m)	原始地层压力(MPa)	驱动类型	厚度(m)	渗透率(mD)	原油黏度(mPa·s)	原油密度(g/cm ³)	气油比(m ³ /m ³)	吞吐前剩余油饱和度(%)	吞吐前含水率(%)
4 150	49	天然能量	35	1.98	18.1	0.858	242	54	10

至2018年5月,油井日产液量降低至1 t/d以下。储层压裂改造后,油井增产持续时间较短。邻井X2井是一口水平井,2018年5月投产,10月份稳产后最高日产油量为43 t/d,在正常间歇清蜡情况下开始递减,至2019年7月最低日产油量为12 t/d。

2019年9月X1井开展CO₂-化学剂复合吞吐,实施后X1井的井底流压从措施前的27 MPa升高到

29.2 MPa,放喷后最高日产油量为28.2 t/d,但日产油量及油、套压下降较快,增油见效期为30 d左右,之后维持低压低产状态。相邻水平井X2井除正常清蜡,在无任何其他措施情况下,递减趋势得到遏制,阶段递减率从60.6%减缓到26.6%(图7),一年来日产油量保持在30 t/d左右,油藏能量得到有效补充。

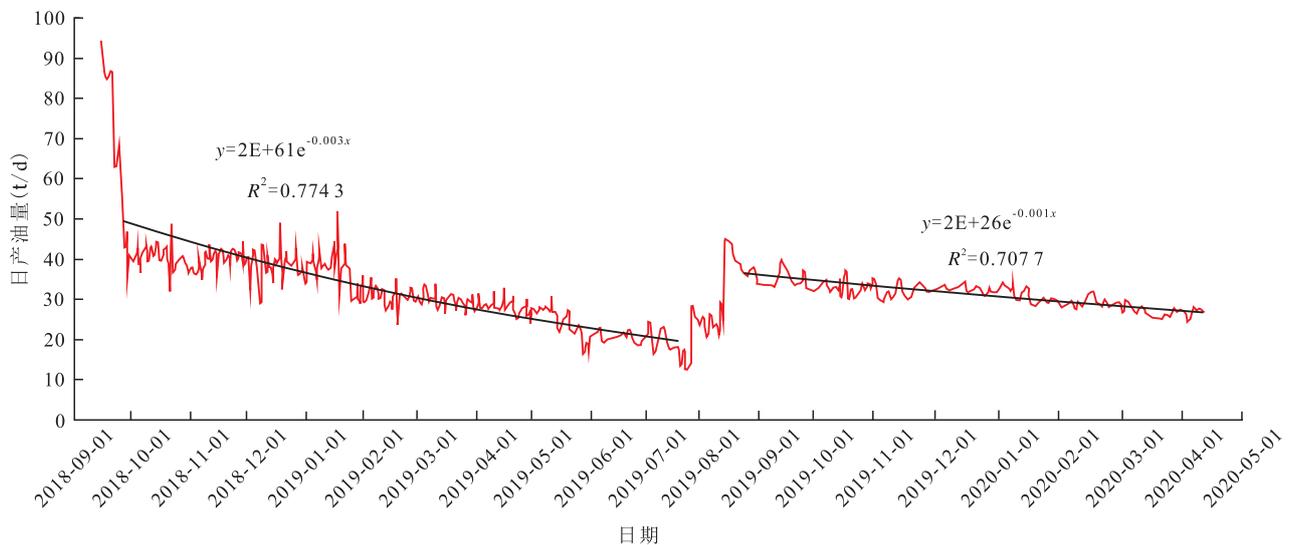


图7 X2井生产动态曲线

Fig.7 Production performance curve of Well X2

动态监测结果显示,X1井吞吐之后邻井X2井原油的轻质组分和重质组分含量均有明显变化。初步分析认为,高部位X1井吞吐过程中,CO₂向上运移形成气顶,将原油驱向低部位,由于井距小,且低部位X2井没有停产,以至X1井吞吐见效时间短,但对X2井起到了一定的驱替作用。

4 结论

在文献调研基础上,从油藏地质特征、储层特征、流体性质和开发特征的4类9项参数分析了适合CO₂吞吐的敏感参数。新疆油田JL区块适合开展CO₂吞吐。

室内实验表明,新疆油田JL区块CO₂吞吐能较好地补充地层能量,注入后原油膨胀系数增幅明

显。吞吐时加入表面活性剂CRS-1080可有效降低界面张力,增大CO₂波及范围,提高CO₂吞吐效果。

参考文献

- [1] 李士伦,孙雷,陈祖华,等.再论CO₂驱提高采收率油藏工程理念和开发模式的发展[J].油气藏评价与开发,2020,10(3):1-14.
LI Shilun, SUN Lei, CHEN Zuhua, et al. Further discussion on reservoir engineering concept and development mode of CO₂ flooding-EOR technology[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 1-14.
- [2] 秦积舜,韩海水,刘晓蕾.美国CO₂驱油技术应用及启示[J].石油勘探与开发,2015,42(2):209-216.
QIN Jishun, HAN Haishui, LIU Xiaolei. Application and enlightenment of carbon dioxide flooding in the United States of America [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 209-216.

- [3] 李士伦, 汤勇, 侯承希. 注CO₂提高采收率技术现状及发展趋势[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(3): 1-8.
LI Shilun, TANG Yong, HOU Chengxi. Present situation and development trend of CO₂ injection enhanced oil recovery technology[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(3): 1-8.
- [4] 李阳. 低渗透油藏CO₂驱提高采收率技术进展及展望[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 1-10.
LI Yang. Technical advancement and prospect for CO₂ flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 1-10.
- [5] 俞凯, 刘伟, 陈祖华, 等. 陆相低渗油藏CO₂混相驱技术[M]. 北京: 中国石化出版社, 2015.
YU Kai, LIU Wei, CHEN Zuhua, et al. CO₂ miscible flooding technology in continental low permeability reservoir[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2015.
- [6] 刘炳官, 周方喜, 刘玉章, 等. 多周期CO₂吞吐研究与应用[J]. 江汉石油学院学报, 2002, 24(4): 81-82.
LIU Bingguan, ZHOU Fangxi, LIU Yuzhang, et al. Study and application of multi-cyclic CO₂ soaking[J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2002, 24(4): 81-82.
- [7] 曹绪龙, 吕广忠, 王杰, 等. 胜利油田CO₂驱油技术现状及下步研究方向[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 51-59.
CAO Xulong, LÜ Guangzhong, WANG Jie, et al. Present situation and further research direction of CO₂ flooding technology in Shengli Oilfield [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 51-59.
- [8] 宋黎光, 赵凤兰, 冯海如, 等. 低渗透油藏渗透率对CO₂驱重力超覆的影响规律[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(4): 111-116.
SONG Liguang, ZHAO Fenglan, FENG Hairu, et al. Influence of permeability on gravity segregation during CO₂ flooding in low-permeability reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(4): 111-116.
- [9] 张娟, 周立发, 张晓辉, 等. 浅薄层稠油油藏水平井CO₂吞吐效果[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(4): 485-491.
ZHANG Juan, ZHOU Lifa, ZHANG Xiaohui, et al. Effect of CO₂ huff and puff in horizontal wells in shallow-burial thin oil reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(4): 485-491.
- [10] 郭平, 霍丽君, 姜彬, 等. 芳48 CO₂驱油先导试验区水气交替参数优化[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2012, 36(6): 89-93.
GUO Ping, HUO Lijun, JIANG Bin, et al. Parameter optimization of water alternating gas of Fang48 CO₂ flooding pilot area[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2012, 36(6): 89-93.
- [11] 陈祖华. 苏北盆地注CO₂提高采收率技术面临的挑战与对策[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 60-67.
CHEN Zuhua. Challenges and countermeasures of EOR by CO₂ injection in North Jiangsu Basin [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 60-67.
- [12] 杨小松, 孙雷, 孙良田, 等. CO₂吞吐选井选层的综合评判方法研究[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(5): 658-661, 665.
YANG Xiaosong, SUN Lei, SUN Liangtian, et al. The research of fuzzy integrated evaluation method in wells and layers choice for CO₂ puff 'N' huff [J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(5): 658-661, 665.
- [13] 王军. 低渗透油藏CO₂吞吐选井条件探讨[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(3): 57-61.
WANG Jun. Discussion on well selection conditions of CO₂ huff and puff in low permeability reservoir [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(3): 57-61.
- [14] 苏伟, 侯吉瑞, 赵腾, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏CO₂单井吞吐生产特征及影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(6): 108-113.
SU Wei, HOU Jirui, ZHAO Teng, et al. Production performance and influencing factors of CO₂ huff and puff in the carbonate fractured-cavity reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(6): 108-113.
- [15] 陈祖华, 吴公益, 钱卫明, 等. 苏北盆地复杂小断块油藏注CO₂提高采收率技术及应用[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 152-162.
CHEN Zuhua, WU Gongyi, QIAN Weiming, et al. EOR technology and application of CO₂ injection for small complex fault block reservoirs in Subei Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 152-162.
- [16] 陈祖华, 孙雷, 杨正茂, 等. 草舍泰州组油藏CO₂混相驱效果及二次气驱可行性研究[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(3): 47-50, 56.
CHEN Zuhua, SUN Lei, YANG Zhengmao, et al. Effect of CO₂ miscible displacement and feasibility study of secondary gas flooding of Taizhou formation in Caoshe oilfield [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(3): 47-50, 56.
- [17] 陈祖华, 汤勇, 王海妹, 等. CO₂驱开发后期防气窜综合治理方法研究[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(5): 102-106, 123.
CHEN Zuhua, TANG Yong, WANG Haimei, et al. Comprehensive treatment of gas channeling at the later stage of CO₂ flooding [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(5): 102-106, 123.
- [18] 邓永红, 尚朝辉, 杜勇, 等. 单井CO₂吞吐技术在桩西油藏开发中的应用[J]. 钻采工艺, 2004, 27(3): 97-98, 100.
DENG Yonghong, SHANG Zhaohui, DU Yong, et al. Application of single well CO₂ huff and puff technology in development of Zhuangxi oil reservoir [J]. Drilling Production Technology, 2004, 27(3): 97-98, 100.
- [19] 杨勇. 胜利油田特低渗透油藏CO₂驱技术研究与实践[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 11-19.
YANG Yong. Research and application of CO₂ flooding technology in extra-low permeability reservoirs of Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 11-19.
- [20] 徐小虎, 王亚, 蔺景德, 等. 多压力系统致密气藏合采特征及开发方式优化实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(1): 153-161.
XU Xiaohu, WANG Ya, LIN Jingde, et al. Commingled production characteristics of multi-pressure-system tight gas reservoirs and experiment of the developing mode optimization [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(1): 153-161.
- [21] 鞠斌山, 栾志安, 郝永卯, 等. CO₂吞吐效果的影响因素分析[J].

- 石油大学学报:自然科学版,2002,26(1):43-45,48.
- JU Binshan, LUAN Zhian, HAO Yongmao, et al. Analysis of major influencing factors on efficiency of CO₂ huff and puff[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2002, 26(1): 43-45, 48.
- [22] 陈民锋, 姜汉桥, 吴应川, 等. 用模糊评判优选井位的CO₂吞吐强化采油技术[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(2): 91-95, 100.
- CHEN Minfeng, JIANG Hanqiao, WU Yingchuan, et al. Using fuzzy comprehensive evaluation model to screen CO₂ huff and puff well candidates for enhanced oil recovery [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(2): 91-95, 100.
- [23] 武玺, 张祝新, 章晓庆, 等. 大港油田开发中后期稠油油藏CO₂吞吐参数优化及实践[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 80-85.
- WU Xi, ZHANG Zhuxin, ZHANG Xiaoqing, et al. Optimization and practice of CO₂ huff and puff parameters of heavy oil reservoir in the middle and late development stage in Dagang Oilfield [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 80-85.
- [24] 张涛, 李德宁, 崔轶男, 等. 板桥油田特高含水期水平井CO₂吞吐参数优化及实施[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(3): 51-56.
- ZHANG Tao, LI Dening, CUI Yinan, et al. Optimization and implementation of CO₂ huff and puff parameters of horizontal wells in Banqiao Oilfield during extra high water cut period [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(3): 51-56.
- [25] 田树宝, 何永宏, 冯沙沙, 等. 低渗透油藏气水交替驱不同注入参数优化[J]. 断块油气田, 2012, 19(5): 612-614.
- TIAN Shubao, HE Yonghong, FENG Shasha, et al. Parameters optimization of water alternating gas injection in low permeability reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2012, 19(5): 612-614.
- [26] British Petroleum Company. BP statistical review of world energy [R]. London: BP Company, 2018.
- [27] WHORTON L P, BROWNSCOMBE E R, DYES A B. Method for producing oil by means of carbon dioxide: US 2623596 [P]. 1952-12-30.
- [28] TABER J J, MARTIN F D. Technical screening guides for the enhanced recovery of oil [C]. SPE 12069, 1983.
- [29] WELKER J R, DUNLOP D D. Physical properties of carbonated oils [J]. Journal of Petroleum Technology, 1963, 15(8): 873-876.
- [30] MILLER J S, JONES R A. A laboratory study of determine physical characteristics of heavy oil after CO₂ saturation [C]. SPE 9789-MS, 1981.
- [31] SANKUR V, EMANUEL A S. A laboratory study of heavy oil recovery with CO₂ injection [C]. SPE 11692-MS, 1983.
- [32] 廖洪. S油藏注CO₂提高采收率研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
- LIAO Hong. EOR study of CO₂ injection in reservoir S [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.

编辑 单体珍