

断块油藏水平井组 CO₂ 协同吞吐效果评价及注气部位优化实验研究

王志兴^{1,2,3}, 赵凤兰^{1,2,3*}, 侯吉瑞^{1,2,3}, 郝宏达^{1,2,3}

1 中国石油大学(北京)提高采收率研究院, 北京 102249

2 石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

3 温室气体封存和石油开采利用北京市重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, zhaoflan123@163.com

收稿日期: 2017-08-02

国家科技重大专项“低渗—致密油藏高效提高采收率新技术”(2017ZX05009-004)资助

摘要 断块油藏单口水平井 CO₂ 吞吐过程中, 井组内其它生产井油量增加, 呈现出一定协同效应, 但相关机理和影响因素不够明确。针对上述问题, 本研究依据实际油藏条件, 建立可模拟边水作用和地层倾角的断块油藏水平井组三维物理模型, 进行水平井 CO₂ 协同吞吐实验, 并评价断块油藏不同构造部位控水增油效果, 优化水平井注气吞吐部位。实验结果表明, 低部位井注入 CO₂ 吞吐的条件下, 低、中、高 3 个部位生产井的吞吐采出程度分别增加 6.59%、5.76% 和 4.98%, 水平井井组 CO₂ 吞吐具有明显的协同增油效果。相同实验条件下, 高部位井注气吞吐起到气顶作用, 中、低部位井含水率降低不明显, 边水的抑制效果不明显, 井组增油量低, 气体利用率最低; 中部位井注气吞吐控水增油效果介于二者之间。因此, 建议从油藏构造低部位的水平井注气, 以充分发挥其协同增油和控抑边水作用。

关键词 断块油藏; 水平井 CO₂ 吞吐; 注气部位; 协同作用

0 引言

CO₂ 吞吐技术具有适用油藏类型多、投资少、见效快的优点, 是提高采收率的有效方法之一。CO₂ 气体与原油接触后迅速溶解其中, 使得原油黏度降低、体积膨胀, 进而增强原油流动性^[1-4]。研究表明, 水平井注二氧化碳吞吐技术, 可增大油井与油层的接触面积和过流断面, 增大注入气与原油接触面积, 扩大波及体积, 改善油井周边地带的渗流特性^[5-7]。

数据统计显示, 截止 2015 年 10 月底, 冀东油田

在断块油藏应用水平井 CO₂ 吞吐技术, 吞吐 354 井次, 有效率 89.3%, 累计增油量 157 433 t, 单井平均增油量 456 t, 累计降水量 1 456 458 t, 控水增油作用明显^[8]。现场单口水平井注 CO₂ 吞吐过程中, 出现了邻近水平井产油量增加、含水率下降的现象, 即一口水平井注气多口生产井见效的协同效应, 但水平井 CO₂ 吞吐的协同方式和作用机理尚不明确。针对这一问题, 本文根据目标断块油藏的特征, 建立了模拟地层倾角的水平井组三维物理模型, 并在此基础上进行了注气构造部位对水平井组 CO₂ 吞吐协同效果影响的评价实

引用格式: 王志兴, 赵凤兰, 侯吉瑞, 郝宏达. 断块油藏水平井组 CO₂ 协同吞吐效果评价及注气部位优化实验研究. 石油科学通报, 2018, 02: 183-194

WANG Zhixing, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, HAO Hongda. Synergistic effects during CO₂ huff and puff of horizontal well groups in a fault-block reservoir and gas injection optimization under laboratory conditions. Petroleum Science Bulletin, 2018, 02: 183-194. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.02.018

验,明确了不同构造部位水平井CO₂协同吞吐的作用机制,进一步为现场水平井CO₂吞吐工艺优化和实施提供理论基础。

1 三维物理模型设计与制作

依据实际断块油藏构造特征,按照相似准则设计制作了边水作用下的水平井组三维物理模型。三维物理模型相关参数与现场实际数据对比如表1所示。三维物理模型设计图如图1所示,模型分为上下两层,呈正韵律分布,上层渗透率为 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,下层渗透率为 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。实验过程中,模型与水平面的倾角为 15° ,模拟地层倾角。模型内部设计5口井,位于模型中心的井1为直井,井底位于高渗层中部,监测实验过程模型内部压力。井5为直井,井底处于高渗层中部,通过恒压注水模拟边水能量。由于模型有一定倾角,水平井4、水平井2以及水平井3分别代表了3个不同构造部位,即井4位于模型中下部,水平段趾端靠近边水,模拟构造低部位生产井;井2位于模型中上部,模拟构造中部位生产井;井3位于模型顶部,水平段距离边水较远,模拟构造高部位生产井。

表1 模型基本数据与实际地层数据对比

Table 1 Demonstration of parameters between the actual reservoir and the physical model

名称	油层渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$		油层厚度/m		油井水平段长度/m		
	高渗层	低渗层	高渗层	低渗层	P-2(中部位)	P-3(高部位)	P-4(低部位)
实际地层	1042	497	18.6	8.2	52.73	76.67	241.39
物理模型	1000	500	0.025	0.020	0.08	0.08	0.16

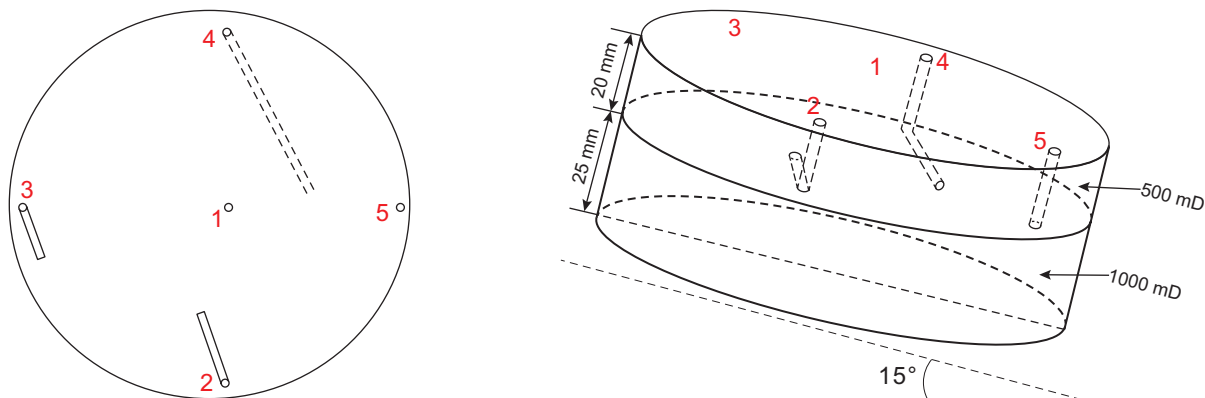


图1 水平井组三维物理模型示意图

Fig. 1 Demonstration of the 3D physical model with horizontal well group

2 实验部分

2.1 实验设备

KDHW-II型恒温箱、HAS-200HSB高压恒速恒压泵、手动计量泵、真空泵、活塞容器、高压径向流岩心夹持器、回压阀、六通阀、气体流量计量装置、液体收集装置、高精度压力传感器及配套数据处理系统软件等,实验设备流程如图2所示。其中,径向流岩心夹持器能够提供最高20 MPa轴向压力和18 MPa径向压力,模拟实际地层压力情况,并通过调节夹持器卡槽位置实模拟 $0\sim 90^\circ$ 地层倾角。

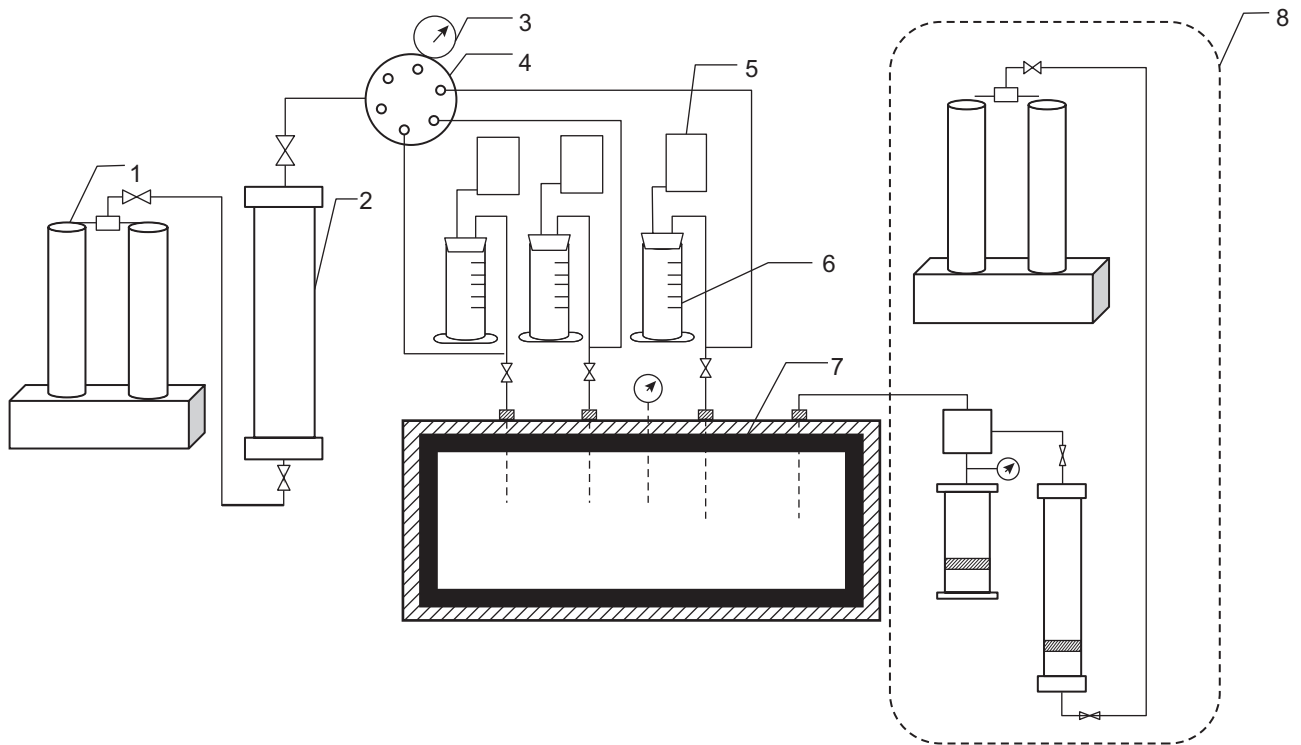
2.2 实验材料

实验用油:目标区块脱气脱水原油与煤油复配的模拟油, 60°C 下模拟油黏度为 $189 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,密度为 0.89 g/cm^3 。

实验用水:模拟地层水,总矿化度为 937 mg/L ,水型为 NaHCO_3 型。

实验气体:CO₂,纯度为99.99%。

三维物理模型采用石英砂人工压制,直径40 cm,



1-恒速恒压泵；2-CO₂ 中间容器；3-高精度压力传感器；4-六通阀；5-气体流量计；6-液体计量装置；7-高压径向流岩心夹持器；8-边水注入系统(中间容器、恒速恒压泵、回压装置)

图2 水平井组 CO₂ 吞吐实验流程图

Fig. 2 Experimental set-up of CO₂ huff and puff by horizontal well group

厚度 4.5 cm。

2.3 实验步骤

(1)打磨模型至表面平整，并干燥，计量物理模型视体积。

(2)模型表面涂防腐层，干燥后放入径向流岩心夹持器，加轴压和围压。

(3)待径向流岩心夹持器内部压力稳定后，抽真空 12 h，饱和地层水，计算物理模型孔隙体积。

(4)将径向流岩心夹持器放入 60 °C 恒温箱中，饱和油并老化 24 h，计算物理模型含油饱和度。

(5)井 5 连接回压阀(回压设定为 7.5 MPa)并连接恒压恒速泵，开启恒压恒速泵启用恒压模式注水，低部位井(井 4)、中部位井(井 2)、高部位井(井 3)同时开井，待低、中、高部位水平井组中任意一口井含水率达到 98% 时，水驱结束。

(6)选取对应构造部位的水平井注 CO₂，至井 1 压力升至 7.5 MPa 时停止注入，焖井 24 h。

(7)井 5 继续恒压注水，同时开启低、中、高部位水平井(P-4、P-2、P-3 井)，回压设定为 1 MPa，记录井 1 压力变化数据以及各井的产油量、产液量等生

产数据，待低、中、高部位水平井综合含水率达到 98% 时关井，结束实验。

3 实验结果与讨论

3.1 水平井组 CO₂ 协同吞吐效果

不同构造部位注 CO₂ 协同吞吐实验采出程度结果如图 3 所示。低部位注气采出程度增幅是 18.51%，为 3 组实验最高，中部位注气次之，为 16.91%，高部位注气采出程度增幅为 14.74%。其中，低部位注气，对应 3 口井采出程度增幅分别为 7.18%、6.35% 和 4.58%，中、高部位增幅明显；高部位注气，对应 3 口井采出程度增幅分别为 3.23%、4.93% 和 6.57%。结果表明，单一构造部位注气吞吐，模型整体井组采出程度均有所提高，具有良好的增油效果。同时，单一部位注气时，注气井不仅具有增油效果，生产井组其余两口生产井采出程度同时增加，呈现出协同增油效果现象。但随吞吐部位的升高，模型水平井组采出程度增幅逐渐降低，注气井对邻近井增油的协同效果逐渐减弱。

不同构造部位注CO₂协同吞吐注气与产气统计结果如表2所示,低构造部位井(P-4)注气时,对应的中部位和高部位的两口水平井产气量分别为40.86%和26.65%,气体多在中、高部位产出,表明注入气能从低部位向中、高部位扩散,重力分异作用明显。高构造部位井注气(P-3)时,高部位生产井累计产气百分比为54.81%,大量气体在高部位产出,而中、低部位两口水平井产气比例远小于高部位,表明大部分气体存留在高部位,气顶作用明显。换油率方面,低构造部位注气最高,为1.73 g/g;高构造部位注气最低,为1.47 g/g。结合采出程度增幅及产气量情况,说明低构造部位注气时,重力分异作用明显,气体利用率高;反之,高构造部位注气时,气顶作用明显,气体利用率低。因此,在注气量接近的条件下,注气吞吐构造部位的不同,使得模型各构造部位产气量差别明显,气体利用率各异。

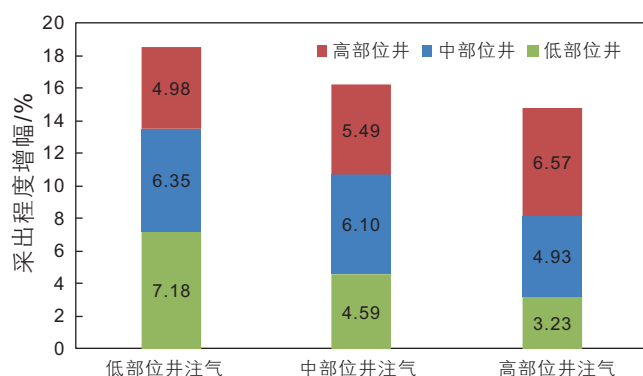


图3 单一部位注CO₂吞吐实验模型各部位提高采出程度

Fig. 3 Recovery comparison of huff and puff in single horizontal well injection

表2 水平井组CO₂协同吞吐注采气统计

Table 2 Gas produced and injected from different horizontal wells

注气井	采出井	累计注入CO ₂ 质量/g	累计产气体积百分比/%	换油率/(g/g)
低部位(P-4)	低部位	67.80	32.49	1.73
	中部位		40.86	
	高部位		26.65	
中部位(P-2)	低部位	67.85	19.20	1.62
	中部位		44.23	
	高部位		36.58	
高部位(P-3)	低部位	67.76	10.69	1.47
	中部位		34.50	
	高部位		54.81	

3.2 不同构造部位水平井组CO₂协同吞吐生产动态分析

3.2.1 低构造部位注CO₂井组生产动态曲线分析

低部位水平井(P-4)注CO₂,低、中、高部位生产井的瞬时产油量、瞬时产气量以及瞬时含水率随等效注入体积变化的生产动态曲线如图4所示。

低构造部位水平井注气时,低部位水平井生产动态变化规律如图4所示。开井瞬时产气量最高,油井开始产油,含水率降低了20.21%;边水注入体积0.07~0.48 PV生产阶段为吞吐有效期,产油量有两个峰值,第一次是在含水率降至0%时,生产井周边溶解的剩余油逐渐产出,第二次是在含水率62.02%左右,边水和溶解气共同提高了产油量;随边水侵入体积增加,产气量不明显,产油量逐渐增加,分析认为,由于低部位水平井井段较长,注入气波及体积较大,动用了未被边水波及的剩余油;边水注入体积0.78 PV生产阶段后,含水率维持在90%以上,产油量增幅放缓。

对于中部位水平井(图5)生产阶段初期,含水率升高接近100%,是由于焖井阶段部分边水被注入气驱替至井周围;边水注入体积0.07~0.35 PV生产阶段,含水率降幅最大,达27.82%,产气量与含水率变化相反,产油量最高点由于流动性差异延后;边水注入体积0.35~0.85 PV生产阶段,随边水侵入体积增加,溶解气量逐渐减少,含水率升高至85.71%左右,瞬时产油变化规律类似于低部位生产井,此阶段为边水作用时期;边水注入体积超过0.85 PV后,含水率升高幅度逐渐缩小,维持在90%以上,产油量不明显。

对于高部位水平井(图6),开井生产初期,产气量变化规律与另外两口生产井相似,说明低构造部位

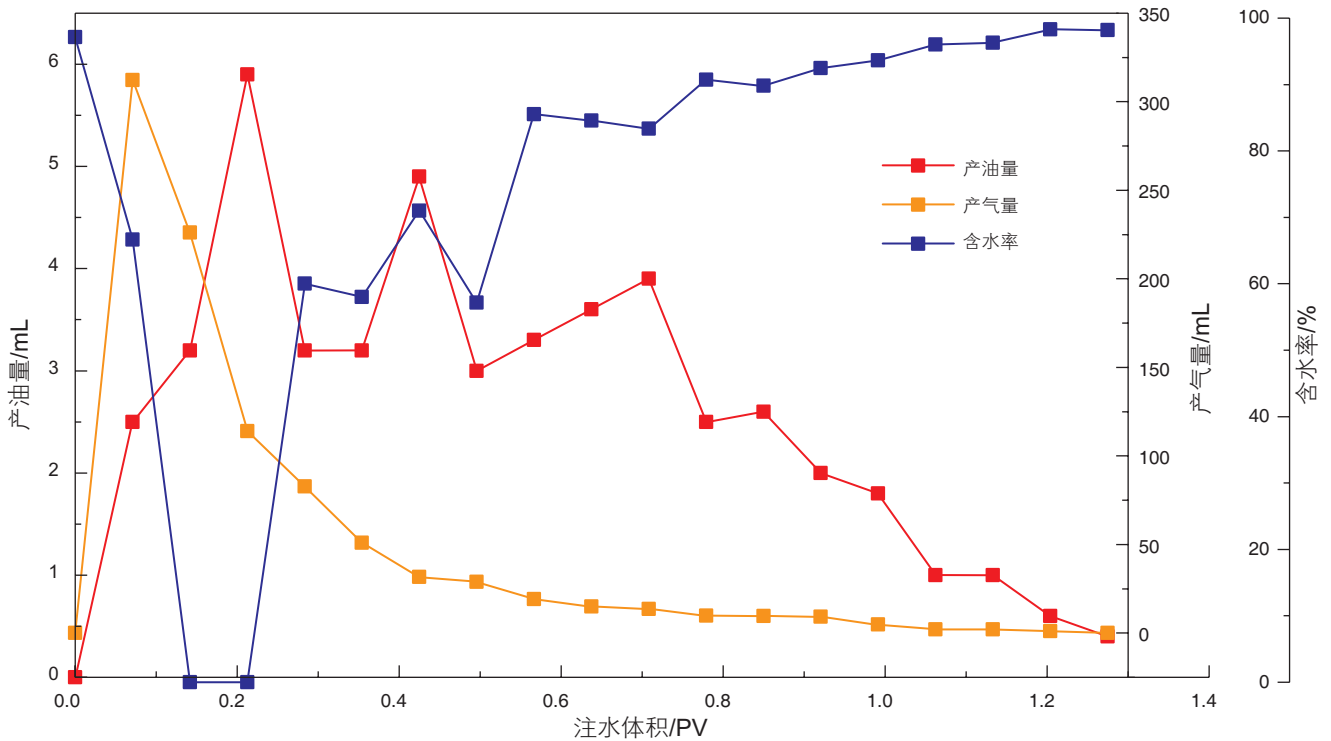


图 4 低部位水平井 (P-4)

Fig. 4 Horizontal well in the low portion (P-4)

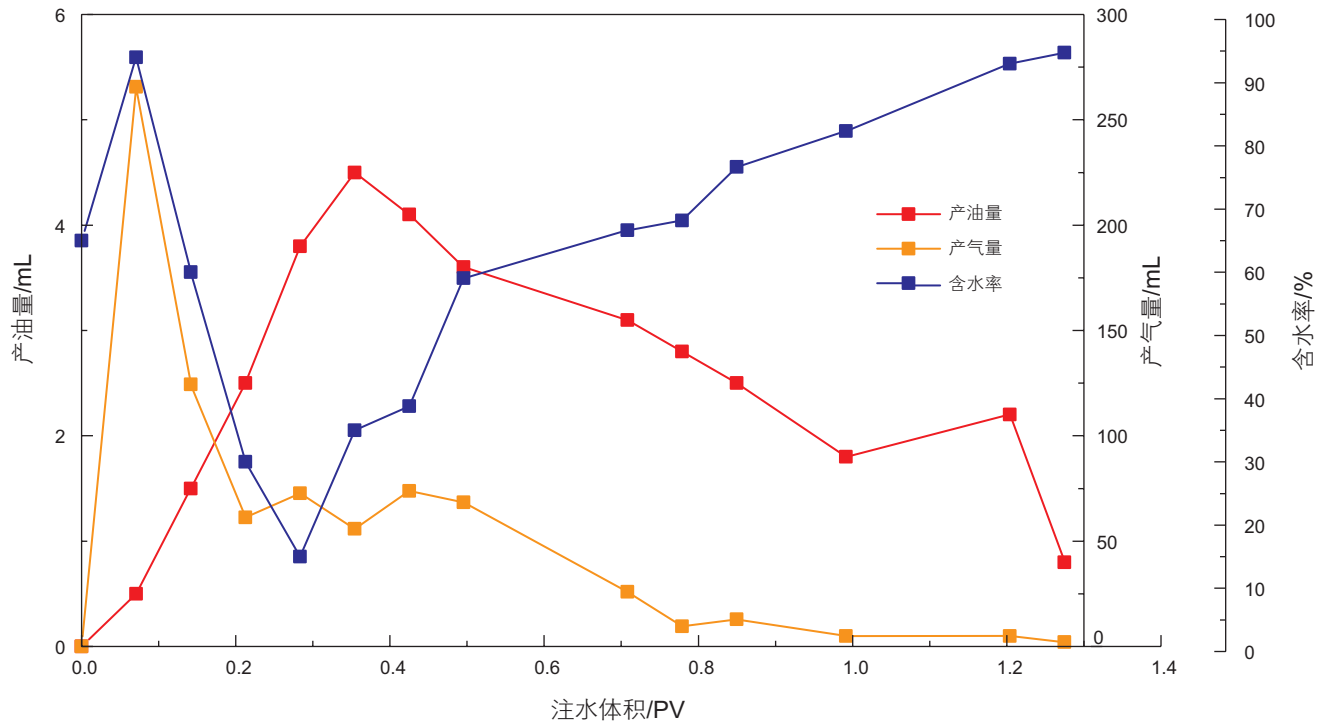


图 5 中部位水平井 (P-2)

Fig. 5 Horizontal well in the middle portion (P-2)

的注入气在焖井阶段时上升至高部位，推动了部分边水，使含水率升高了 27.20%，后迅速降低；边水注入体积 0.35 PV 前的生产阶段，含水率和产气量逐渐降

低，产油量直线增加；边水注入体积 0.35 PV 后的生产阶段，产气量不明显，含水率曲线上升较慢，产油量逐渐下降。

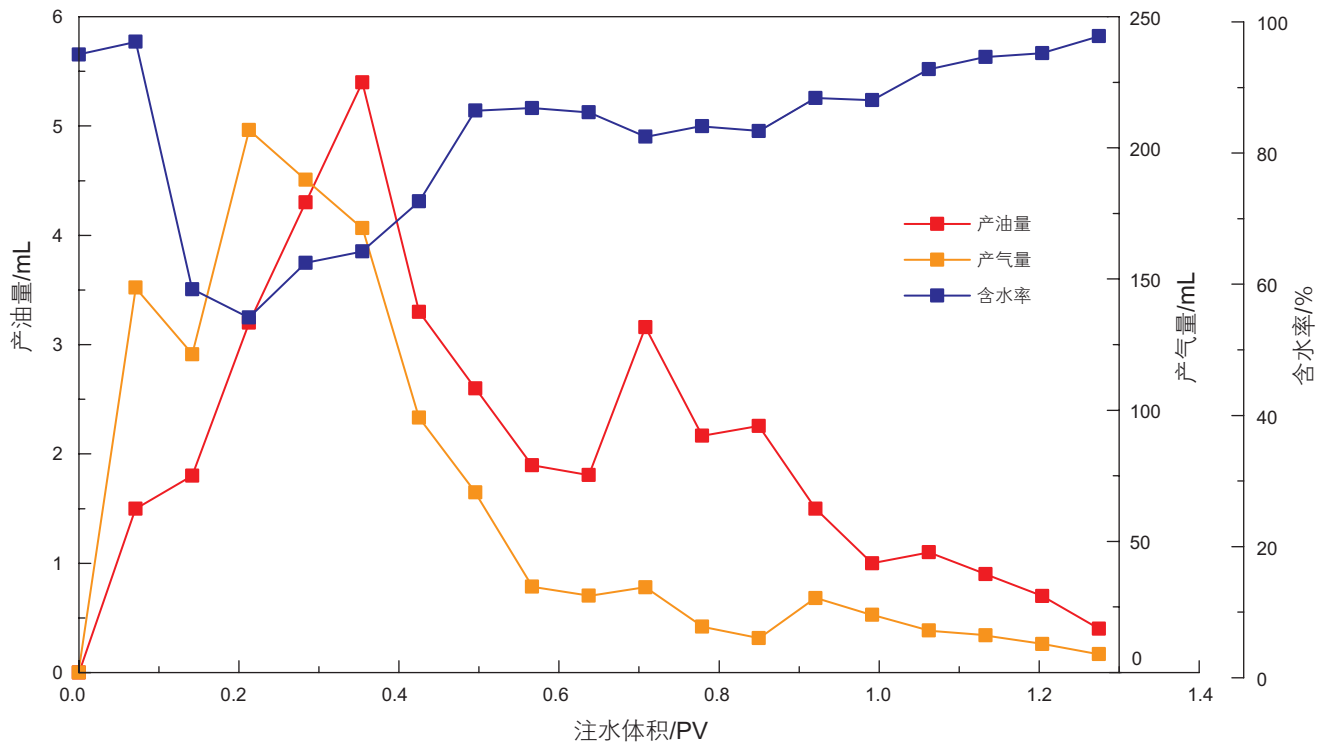


图6 高部位水平井(P-3)

Fig. 6 Horizontal well in the high portion (P-3)

低构造部位注气时,注气井靠近边水体,注入气推动部分边水上升至中、高部位,使较高部位含水率在生产初期上升,随后迅速回落,模型整体含水率呈下降趋势,气体抑制边水作用明显。生产过程中,中、高部位原油伴随气体产出,不仅动用了边水未波及的剩余油,而且波及到了较高部位的剩余油,说明气体波及体积增加。在生产阶段后期,各部位产油量降幅平缓,含水率变化不明显,说明油水不利流度比得到一定程度的改善。

3.2.2 中部位注CO₂吞吐生产动态曲线分析

中部位水平井(井2)注CO₂,低、中、高部位生产井的瞬时产油量、瞬时产气量以及瞬时含水率随等效注入体积变化的生产动态曲线如图7、图8、图9所示。

对于低部位水平井(图8),生产初期瞬时产油量逐渐增加,产气量最高,含水率降低了27.19%,由于注入气井位于中部位,含水率下降幅度小,控水作用减弱;边水注入体积0.08~0.48 PV生产阶段,产油量由最高点逐渐下降,受边水影响,产气量呈波动下降,含水率降至最低;边水注入体积超过0.48 PV后,产油和产气量不明显,含水率缓慢上升至90%,边水作用加强,油井逐渐水淹,最终含水率超过95%。

对于中部位水平井(图8),开井初期瞬时产油

量逐渐升高,含水率降幅为10.99%;边水注入体积0.08~0.32 PV生产阶段,产油量最高,产气量骤减,含水率直线下降至0,为吞吐见效阶段;边水注入体积0.32~0.65 PV生产阶段,随边水侵入体积增加,瞬时产油量也呈线性递减,溶解气量减少,含水率呈线性升高至78.29%,油气水三相同产;边水注入体积超过0.65 PV后,油气产量逐渐下降,含水率逐渐升高幅度缩小,维持在90%以上。

对于高部位水平井(图9),在生产初期阶段,与中部位水平井相比吞吐增油效果滞后,瞬时产气量仅次于中部位井,含水率降幅为9.37%,由于开井瞬间地层能量释放过快,剩余油流动性下降,导致增油时间滞后,后续边水补充,增油效果得以发挥,注入气上升波及至高部位,降低了生产井的含水率;边水注入体积超过0.57 PV后,油气产量缓慢减低,含水率增加幅度减缓,说明边水作用开始生效,最终至生产结束。

中构造部位注气时,气体波及至低部位水平井,一定程度上抑制了边水的突进,但控水持续时间较短;在重力分异作用下气体向上波及至高部位,产气量升高,瞬时含水率能降至0,产油量较多,对高部位的协同效果明显。

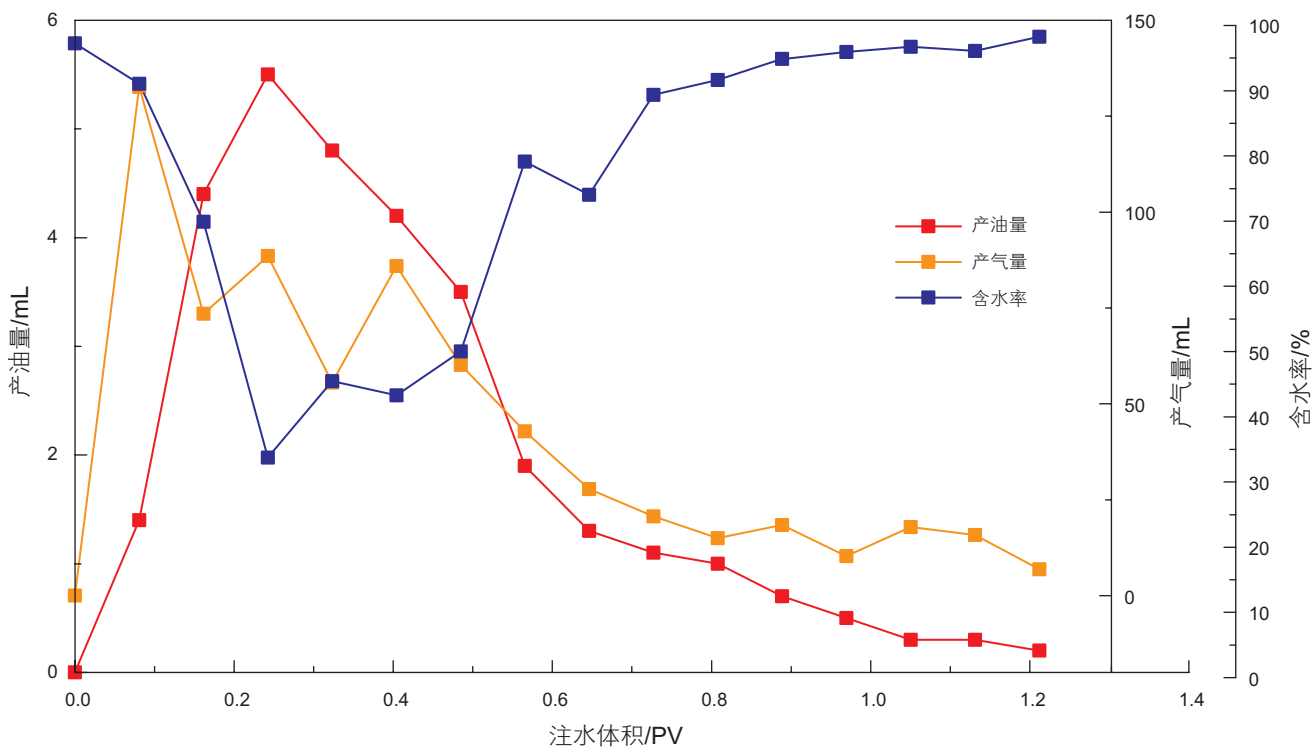


图 7 低部位水平井 (P-4)

Fig. 7 Horizontal well in the low portion (P-4)

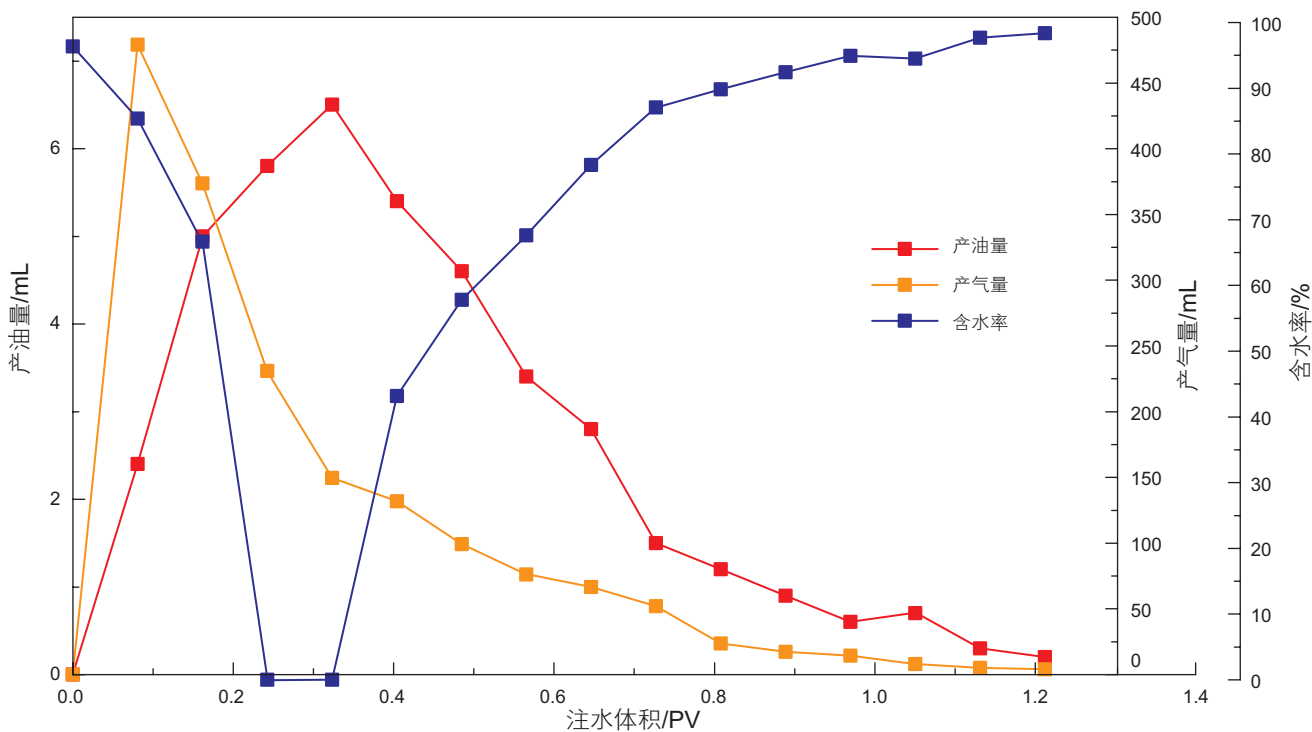


图 8 中部位水平井 (P-2)

Fig. 8 Horizontal well in the middle portion (P-2)

3.2.3 高部位注 CO₂ 吞吐生产动态曲线分析

高部位水平井(井 4)注 CO₂，低、中、高部位生

产井的瞬时产油量、瞬时产气量以及瞬时含水率随等效注入体积变化的生产动态曲线如图 10、图 11、图

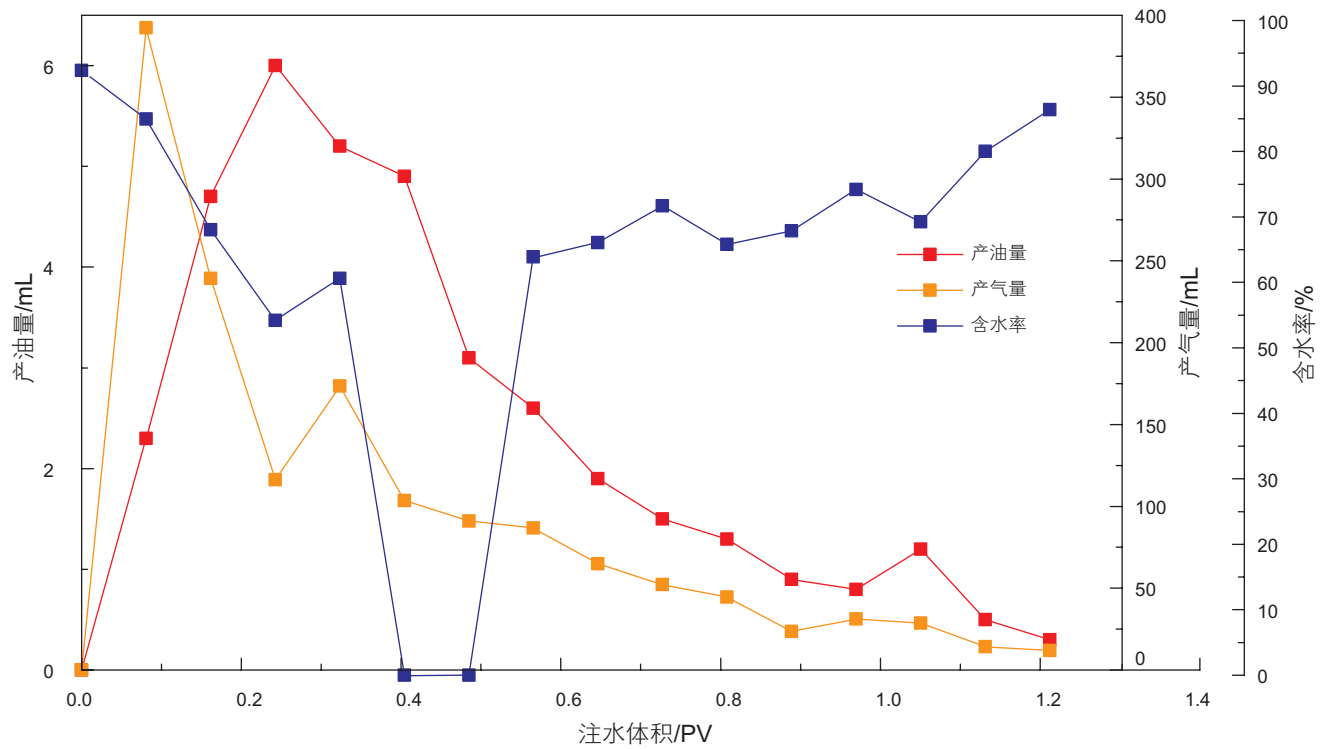


图9 高部位水平井(P-3)

Fig. 9 Horizontal well in the high portion (P-3)

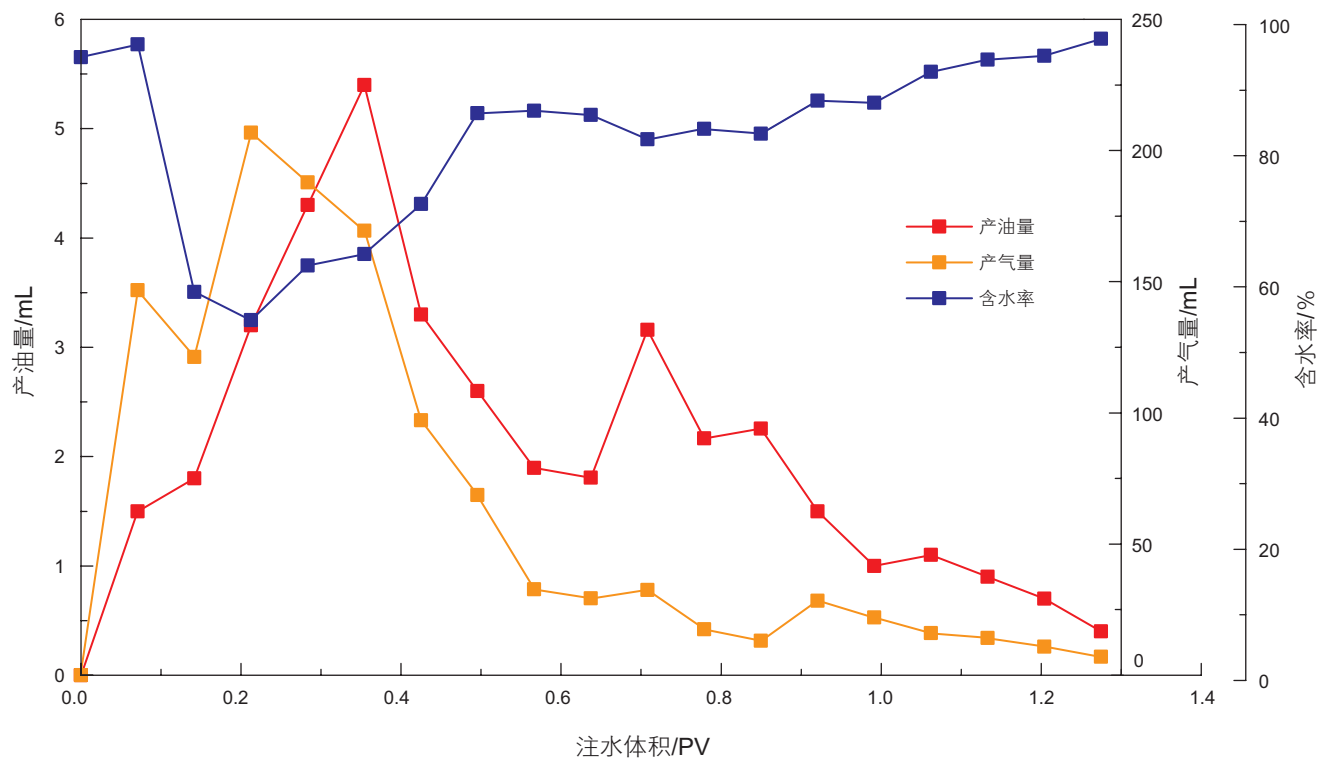


图10 低部位水平井(P-4)

Fig. 10 Horizontal well in the low portion (P-4)

12 所示。

对于低部位水平井(图 10), 生产初期瞬时产油量

增加, 产气量相对较少, 说明部分注入气扩散至低部位, 含水率降低了 11.05%; 边水注入体积 0.35~0.75 PV

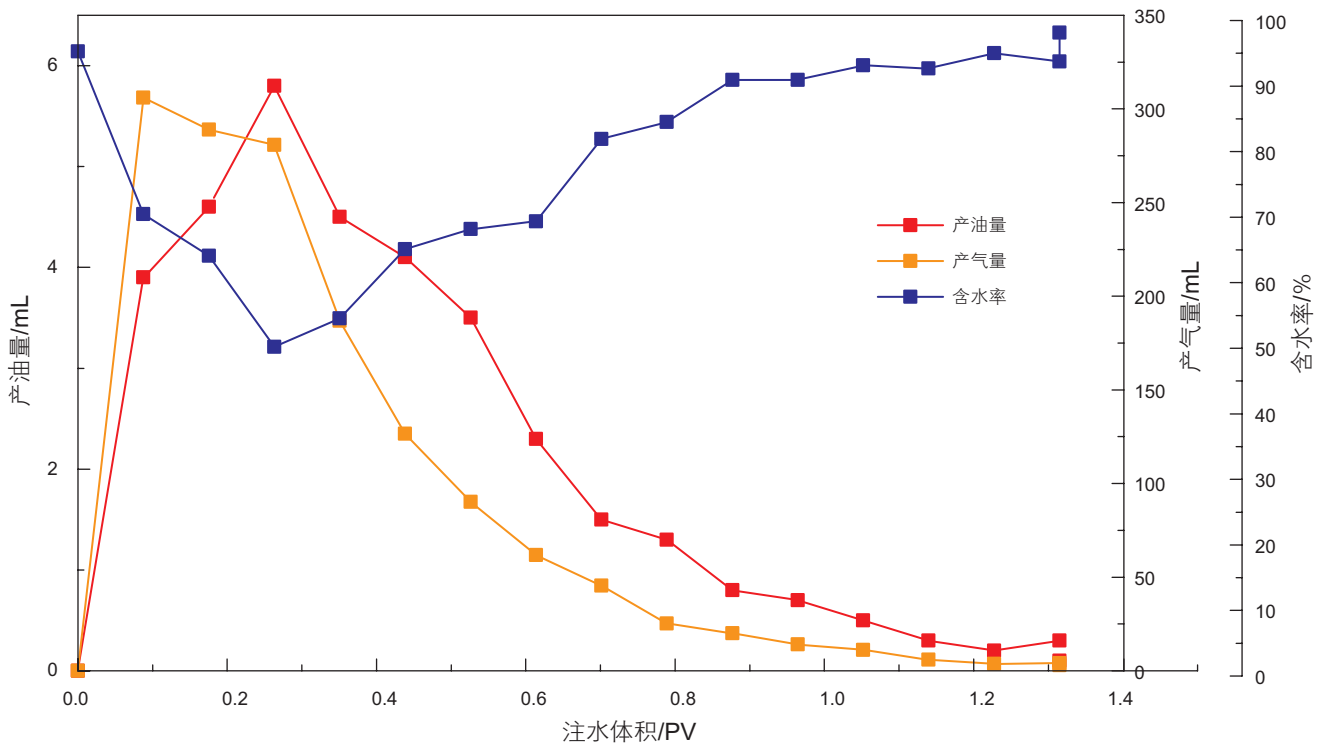


图 11 中部位水平井 (P-2)

Fig. 11 Horizontal well in the middle portion (P-2)

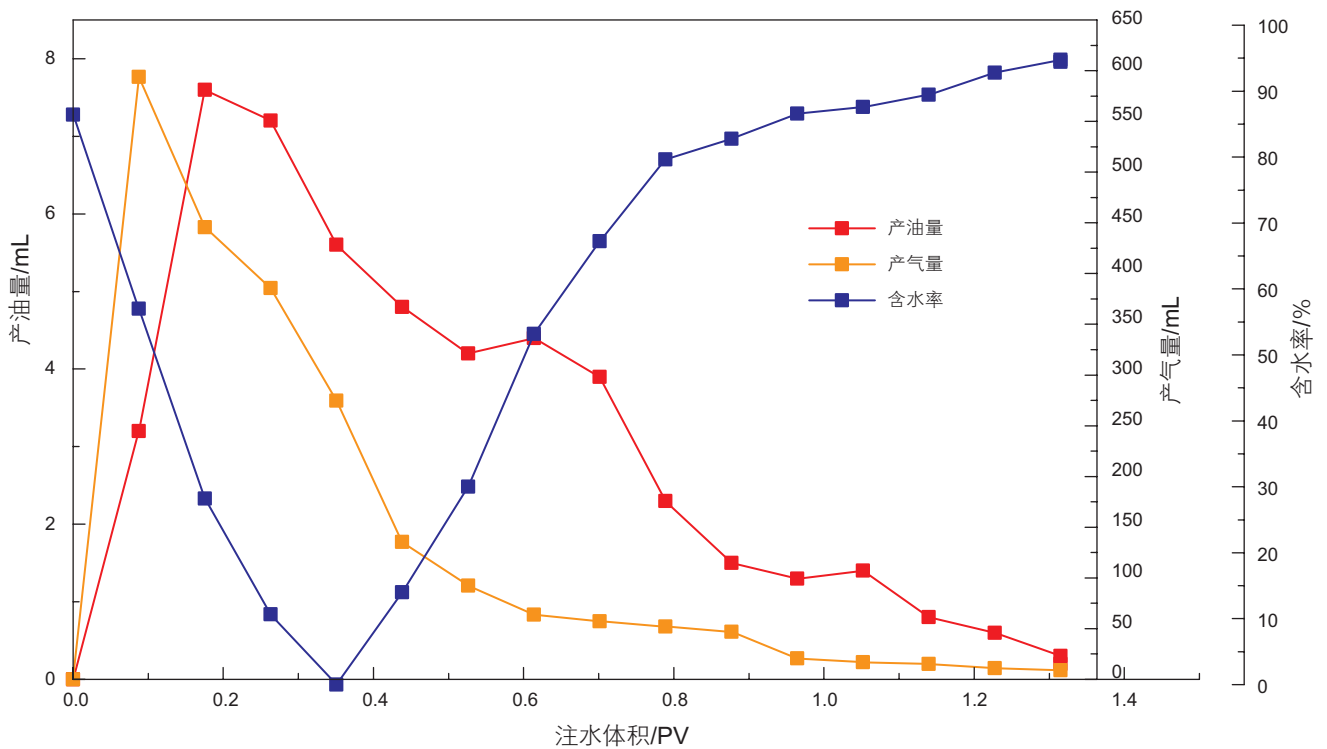


图 12 高部位水平井 (P-3)

Fig. 12 Horizontal well in the high portion (P-3)

生产阶段，产油量呈线性下降，含水率缓慢上升至 90%，油井逐渐水淹；生产后期，含水率超过 95%，油 气产量较少。
对于中部位水平井(图 11)，边水注水体积

0.09~0.40 PV生产阶段, 瞬时产油量呈“几”字变化, 且在高产气量时, 含水率降至最低, 降幅为40.30%, 此时油气水同产; 边水注入体积超过0.40 PV后, 产油量逐渐降低, 产出油呈乳化状分散在水中, 瞬时产气量逐渐下降, 由于距边水较远, 含水率增幅小于低部位水平井。

对于高部位水平井(图12), 边水注水体积0.09~0.61 PV生产阶段, 产油曲线与产气曲线变化规律相似, 均呈“几”字型, 但产油曲线最高点落后于产气曲线, 且开井初期瞬时产气量为586 mL, 含水率降幅为86.40%, 控水增油效果显著; 边水注入体积超过0.52 PV后, 油气产量不明显, 含水率迅速上升。

高部位注气, 由于注气部位远离边水, 中低部位水平井含水率降幅低, 恢复快, 抑制控水效果差; 高部位水平井产气量较高, 补充的地层能量消耗快, 气体利用率不高。

3.3 断块油藏水平井CO₂协同吞吐控水增油机理分析

(1) 水平井注气增大气体与原油接触面积

与直井相比, 水平井生产井段长, 泄油面积大, 油井单井产量高, 产能优于直井^[9]。因此, 采用水平井注气吞吐的方式增加了气体与油层接触面积, 扩大了CO₂气体与地层流体相互作用的范围。除此之外, 相同注气压力下, 水平井注气量高, 气体在油层中的波及体积增加。采用水平井注气, 向上波及到了构造高部位, 向下抑制了边水突进, 达到了控水增油的效果。

(2) 重力分异作用

吞吐过程中注气压力高于井底流压, 压差作用下推动气体进入地层。由于地层流体与CO₂存在密度差异, 气体向构造高部位运移, 且断块油藏中的地层倾角增强了气体向上运移趋势, 进而补充高部位的地层能量, 故实验中注气部位越低, 增油量越高, 气体利用越充分, 与现场水平井吞吐效果相符^[10], 即油层中下部的CO₂吞吐增油量高于油层上部的CO₂吞吐的增油量。本实验条件下, 重力分异作用是水平井CO₂吞吐呈现出的协同效果的主要原因。

(3) CO₂气体替水作用

注入气在油层运移过程中, 水相渗流阻力低于油相, CO₂首先进入水相, 到达油水界面后, CO₂沿油水界面扩散, 将突进的边水推向远井端, 最终降低了油井周边地层含水饱和度。本实验条件下, 开井生产过程中, 各构造部位水平井含水率均有不同程度下降, 注气压水锥效果明显。

(4) CO₂改善了油水流动性比

在压水锥基础上, 气体的贾敏效应增加了水相在注气波及范围内的渗流阻力, 故恢复生产后, 后续边水注入过程中, 生产井含水率上升速率减缓。CO₂的替水作用降低了原油在多孔介质中的渗流阻力, 且溶解了CO₂的原油黏度降低, 流动性增强, 使得近井地带的含油饱和度增加^[11-13]。实验中开井生产阶段, 在含水率开始降低时, 各部位油井产油量相应增加, 含水率上升缓慢, 油水不利流度比得到改善。

(5) 封闭断块油藏适合注气挖潜

模拟的目标断块油藏内断层发育且具有一定边水能量, 断层走向与边水体形成了半封闭体^[14]。受断层遮挡作用影响, 边水波及范围有限, 区块整体采出程度低。水平井注气可迅速补充半封闭断块油藏的地层压力, 扩大边水未波及到的区域, 且断块油藏的封闭性使补充能量得到保持并高效利用^[15]。

4 结论

(1) 设计的水平井组物理模型, 能够在室内条件下模拟现场水平井组CO₂吞吐过程中出现的协同效应。

(2) 受边水作用的断块油藏, 单口水平井注CO₂吞吐, 产水量下降, 产油量增加, 邻近的水平生产井同样出现含水率下降, 产油量增加的现象, 呈现出协同效应。

(3) 靠近边水的低构造部位水平井注气吞吐, 向下抑制边水突进, 降低油井含水率, 提高油井产油量; 向上波及高构造部位的水平井, 进而增强水平井组吞吐控水增油效果, 协同效果最明显。

参考文献

- [1] LI H Z, ZHENG S X, YANG D Y. Enhanced swelling effect and viscosity reduction of solvents-CO₂-heavy oil systems[R]. SPE 150168-MS, 2011.
- [2] JOHN L, HAND W, VAL P. Interpretation of swelling/extraction tests[J]. SPE Reservoir Engineering, 1990, 5(4): 595-600.
- [3] 蔡秀玲, 周正平, 杜风华. CO₂单井吞吐技术的增油机理及应用[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(4): 45-46. [CAI X L, ZHOU Z P, DU

- F H. Increase production mechanism and application of CO₂ huff and puff technology [J]. Oil Drilling & Production Technology. 2002 24 (4): 45–46.]
- [4] 程诗胜, 刘松林, 朱苏清. 单井 CO₂ 吞吐增油机理及推广应用[J]. 油气田地面工程, 2003, 22 (10): 16–17. [CHENG S S, LIU S L, ZHU S Q. Production mechanism and application of CO₂ huff and puff technology in the single well[J]. Oil-gasfield Surface Engineering, 2003, 22 (10): 16–17.]
- [5] 鹿腾, 李兆敏, 刘伟, 等. 强水敏稠油油藏 CO₂ 吞吐技术研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(1): 122–128. [LU T, LI Z M, LIU W, et al. Study on CO₂ huff and puff technology for strong water sensitive heavy oil reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(1): 122–128.]
- [6] 孙雷, 庞辉, 孙扬, 等. 浅层稠油油藏 CO₂ 吞吐控水增油机理研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(5): 88–94. [SUN L, PANG H, SUN Y, et al. Mechanism study on water control and enhanced oil recovery by CO₂ huff-puff for shallow heavy oil reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36(5): 88–94.]
- [7] 刘怀珠, 李良川, 吴均. 浅层断块油藏水平井 CO₂ 吞吐增油技术[J]. 石油化工高等学校学报, 2014, 27(4): 52–56. [LIU H Z, LI L C, WU J. CO₂ huff and puff technology on horizontal well of shallow fault-block reservoir[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2014, 27(4): 52–56.]
- [8] 李国永, 叶盛军, 冯建松, 等. 复杂断块油藏水平井二氧化碳吞吐控水增油技术及其应用. 油气地质与采收率. 2012, 19(4): 62–65. [LI G Y, YE S J, FENG J S, et al. Research and application of water-control and oil-enhance for horizontal wells CO₂ huff and puff in complex fault-block reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(4): 62–65.]
- [9] 于国栋. 水平井产能分析理论与方法研究[D]. 中国地质大学(北京), 2006. [YU G D. The art of productivity for horizontal wells[D]. China University of Geosciences(Beijing), 2006.]
- [10] 马桂芝, 陈仁保, 张立民, 等. 南堡陆地油田水平井二氧化碳吞吐主控因素[J]. 特种油气藏, 2013, 20(5): 81–85. [MA G Z, CHEN R B, ZHANG L M, et al. Main controlling factors of CO₂ huff and puff in horizontal wells of Nanpu onshore oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(5): 81–85.]
- [11] 袁安青. NP稠油油藏水平井二氧化碳吞吐三维物理模型实验研究[D]. 西南石油大学, 2014. [YUAN A Q. Experimental study on CO₂ huff and puff in horizontal well of NP heavy oil reservoir[D]. Southwest Petroleum University, 2014.]
- [12] 杜勇. 底水稠油油藏水平井复合增产技术[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(1): 67–72. [DU Y. Compound stimulation techniques for heavy oil reservoirs with bottom water[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(1): 67–72.]
- [13] 刘晓强, 曲占庆, 杜勇. 底水油藏 CO₂ 控水实验[J]. 断块油气田, 2016, 23(3): 349–353. [LIU X Q, QU Z Q, DU Y. Experiment research on water control with CO₂ in bottom water reservoir[J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2016, 23(3): 349–353.]
- [14] 李志鹏, 林承焰, 史全党, 等. 高浅南驱边水断块油藏类型及剩余油特征[J]. 西南石油大学学报(自然科学版). 2012, 34(1): 115–120. [LI Z P, LIN C Y, SHI Q D, et al. Types of edge-water fault block reservoirs and features of residual oil in the Gaoqiannan area[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition). 2012, 34(1): 115–120.]
- [15] 李鹏华, 李兆敏, 李宾飞, 等. 封闭油藏注气增能降黏提高采收率研究[J]. 石油化工高等学校学报. 2010, 23(4): 56–59. [LI P H, LI Z M, LI B F, et al. Enhancing bounded reservoir oil recovery by injecting gas to increase energy and decrease viscosity[J]. Journal of Petrochemical Universities. 2010, 23(4): 56–59.]

Synergistic effects during CO₂ huff and puff of horizontal well groups in a fault-block reservoir and gas injection optimization under laboratory conditions

WANG Zhixing^{1,2,3}, ZHAO Fenglan^{1,2,3}, HOU Jirui^{1,2,3}, HAO Hongda^{1,2,3}

1 Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Key Laboratory of Petroleum Engineering of Education Ministry, Beijing 102249, China

3 Key Laboratory of Beijing City on Greenhouse Gas Storage for Recovering Oil, Beijing 102249, China

Abstract Aquifers in the vicinity of a reservoir give rise to water coning and channeling. A high water cut constrains the effective production of horizontal wells in fault-block reservoirs. Previous field cases demonstrate favorable results of CO₂ huff and puff in reducing water cut and increasing oil production. In this study, a 3D fault-block reservoir model is built similar to

the actual reservoir conditions, considering the existence of side water and the reservoir dip. Three experiments are implemented to study the effect of structural position on the synergistic effects of CO₂ huff and puff in horizontal wells. Synergistic results are observed when gas is injected into one horizontal well, and the other two horizontal wells see a drop in water cut and a rise of oil production. Gas injected into the low geological position achieves the highest total oil recovery increase (6.6% in the low position, 5.8% in the middle and 5.0% in the high position) and the most efficient gas utilization (1.73). With the same volume of gas, the lower the position where the gas is injected, the more significant the water suppression and oil increase. In order to obtain higher oil stimulus and water drop, the candidate well for CO₂ huff and puff should be in the lowest geological position.

Keywords reservoir with side water; horizontal well CO₂ huff and puff; structural position; synergistic effect

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.02.018

(编辑 马桂霞)