

# 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

李国永, 叶盛军, 冯建松, 石琼林, 冯旭光, 王佳音

(中国石油冀东油田分公司 陆上油田作业区 河北 唐海 063200)

**摘要:** 水平井是冀东南堡陆地油田浅层复杂断块油藏的主要开采方式, 大部分水平井已进入特高含水阶段。构造因素、井身轨迹、生产制度和外来入井液是引起水平井含水率非正常上升的主要原因。通过对二氧化碳最小混相压力预测、产出流体的分析以及油藏数值模拟研究, 认为水平井二氧化碳吞吐控水增油的主要机理包括: 膨胀原油体积、对原油的降粘作用和对轻烃的萃取作用。基于优化的工艺设计方案, 确定了单井注入量、注入速度和焖井时间等参数。32井次的现场应用结果证实, 产油量由吞吐前的52 t/d上升到吞吐后的271 t/d, 是原来的5.2倍, 综合含水率由吞吐前的96.9%降至吞吐后的53.4%, 控水增油效果显著。二氧化碳对橡胶的腐蚀性较强, 合适的举升方式为抽油泵, 井口至井下500 m内应尽量避免安装对温度敏感的工具。

**关键词:** 复杂断块油藏 水平井 二氧化碳吞吐 最小混相压力 控水

**中图分类号:** TE357.42

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2012)04-0062-04

冀东南堡陆地油田位于渤海湾盆地黄骅凹陷北部南堡凹陷, 浅层油藏主要含油层系为新近系馆陶组和明化镇组, 埋深为1 450~2 350 m, 油藏类型为边底水驱动的层状构造油藏和断块构造油藏, 不同断块之间油水界面不同, 边底水活跃, 天然能量充足。储层平均孔隙度大于30%, 平均渗透率为 $1\ 530 \times 10^{-3} \sim 2\ 330 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 属高孔高渗透储层<sup>[1]</sup>。根据该区断块构造特征和油层分布状况, 采取多目标定向井与水平井相结合的开发方式, 已完钻水平井数占冀东油田水平井总数的51.7%。受边底水推进等多种因素的影响, 浅层油藏的大部分水平井进入特高含水开发阶段, 为此, 相继开展了先期控水完井、水平井选择性化学堵水和环空化学封隔器控水等现场试验, 尽管控水效果明显, 但增油效果差, 单井投入大, 制约了其推广应用。基于前期控水稳油的认识, 在进一步研究水平井出水机理、剩余油分布规律的基础上, 提出了二氧化碳吞吐控水增油的技术思路, 通过现场试验, 控水增油效果显著。

## 1 水平井开发特征

### 1.1 水平井开发现状

冀东南堡陆地油田于2002年开始应用水平井,

2004—2007年在浅层油藏开始大规模应用, 截至2011年5月底, 南堡陆地油田共有水平井324口, 其中浅层油藏有水平井210口, 占该油田水平井总数的64.8%。2007年, 浅层油藏水平井高峰期产油量达 $60.5 \times 10^4 \text{ t/a}$ , 取得了显著的开发效果。2008年以来, 随着开发时间的延长, 暴露出含水率上升快且采出程度较低的问题, 年产油量逐年下降, 2010年已降至 $20 \times 10^4 \text{ t/a}$ , 平均单井产油量由高峰期的8 t/d降至2010年12月的2.7 t/d。尽管大部分水平井已进入特高含水阶段, 但水平井的总产油量仍占全油田产量的较大比例, 控水增油是进一步开展工作的重点。

### 1.2 浅层油藏水平井高含水率原因

水平井含水率上升分为含水率正常上升和含水率非正常上升2种。若为正常上升, 水驱动态储量采出程度高, 与标定储量基本吻合; 而非正常上升时, 水驱动态储量采出程度低。引起含水率非正常上升的因素主要有4种: ①构造因素。当油藏含油面积小、水平井距离边底水较近时, 易造成含水率快速上升。②井身轨迹。因井眼轨迹差, 水平段较长时存在高低差异, 低水平段易引起边底水锥进和舌进, 造成全井含水率上升速度过快。③生产制度。当生产制度不合理, 采液强度过大时, 也会使水线推

收稿日期: 2012-05-14。

作者简介: 李国永, 男, 工程师, 博士, 从事油田开发研究。联系电话: 13731535939, E-mail: lgyairen@163.com。

基金项目: 中国石油天然气集团公司重大专项“水平井控水技术研究与现场应用”(2008F-1506)。

进速度过快,含水率快速上升。④外来入井液。由于井下作业、洗井等措施,导致外来入井液与边底水沟通,引起含水率快速上升。

## 2 最小混相压力预测

最小混相压力是油藏注二氧化碳开发的重要参数。目前,最小混相压力的确定主要有室内实验和理论计算等方法<sup>[2-6]</sup>。细长管实验是测定最小混相压力的较为常用且准确的方法,但它不能模拟粘性指进、重力超覆和扩散等因素的影响,而且实验周期长、耗费大。最简便的预测方法是采用经验关联式计算。根据南堡陆地油田浅层油藏特征,采用 3 种经验公式分别计算不同断块的最小混相压力(表 1)。结果表明,目前开展二氧化碳吞吐试验的浅层油藏几个断(区)块的目前油藏压力均低于二氧化碳最小混相压力,说明南堡陆地油田浅层油藏二氧化碳吞吐是一个非混相过程。

表 1 南堡陆地油田浅层油藏部分断(区)块二氧化碳最小混相压力计算结果 MPa

断(区)块	Glaser 公式	PRH 公式	Y-M 公式	目前油藏压力
高 104-5 断块	19.9	27.5	22.5	15.6
蚕 2-1 断块	19.0	26.9	21.9	16.4
庙浅区块	19.6	27.4	22.3	14.5
高 24 断块	20.4	27.7	22.8	16.5

## 3 控水增油机理

二氧化碳吞吐是提高油田采收率的有效方法,既可以用于稠油油藏,也可以用于稀油油藏,且对储层的渗透性也无特别要求。对于井间连通性差、其他提高采收率方法不能见效的小断块油藏,更具有优越性<sup>[7]</sup>。其机理主要是降低原油粘度、使原油体积膨胀、萃取、溶解气驱及酸化解堵等,每一种机理的作用效果与油藏特征、流体性质和注采条件等有关。参考中外油田的研究成果<sup>[8-10]</sup>,通过对二氧化碳最小混相压力预测、产出流体的分析及油藏数值模拟研究认为,南堡陆地油田浅层油藏水平井二氧化碳吞吐控水增油的主要机理包括以下 3 个方面。

### 3.1 使原油体积膨胀

边底水油藏水平井高含水率主要是由于油藏内存在水流优势通道,引起底水锥进和边水舌进。通过建立底水厚层稠油油藏概念地质模型,进行二氧

化碳吞吐数值模拟。结果表明,原油中溶入二氧化碳后,体积膨胀,将地层水挤出水流优势通道,从而形成局部油墙,一方面能够起到暂堵水流通道的作用,另一方面,由于含油饱和度的增大,提高了油相的分相流量,这也是高含水率水平井二氧化碳吞吐后含水率显著下降的原因。

### 3.2 降低原油粘度和改善油水流动比

通过分析南堡陆地油田浅层油藏水平井二氧化碳吞吐前后的原油性质发现,原油中溶解二氧化碳后,原油粘度降低(表 2),从而提高了原油流量。水型分析结果显示(表 3),二氧化碳吞吐后,总矿化度和碳酸氢根离子的质量浓度显著增加,说明二氧化碳溶于水后生成碳酸,一方面降低了水的流量,另一方面溶解了油层中的碳酸盐,提高了油层的渗透率。

表 2 南堡陆地油田浅层油藏水平井二氧化碳吞吐前后原油分析对比

井号	层位	取样日期	50 ℃ 密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	50 ℃ 粘度/ (mPa·s)	胶质含 量/%	试验 阶段
蚕 2-平 4	Ng13	2008-11-14	0.960 1	3 023	38.54	吞吐前
蚕 2-平 4	Ng13	2011-01-08	0.959 2	2 243	34.39	吞吐后
高 24-平 2	Ng12	2007-08-08	0.948 9	1 261	25.49	吞吐前
高 24-平 2	Ng12	2010-11-27	0.949 3	1 178	24.69	吞吐后

表 3 南堡陆地油田浅层油藏高 104-5 平 79 井二氧化碳吞吐前后水型分析结果

取样日期	质量浓度/(mg·L <sup>-1</sup> ) HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	总矿化度/ (mg·L <sup>-1</sup> )	pH 值	试验 阶段
2004-04-24	742	5	1 554	7	吞吐前
2011-04-24	1 702	85	2 713	6	吞吐后
2011-05-07	1 493	69	2 395	7	吞吐后

### 3.3 对轻烃的萃取作用

在地层条件下,未被原油溶解的二氧化碳气相密度较高,其在吞吐浸泡期间能气化或萃取原油中的轻质成分。特别是部分经膨胀仍未脱离地层水束缚的残余油,与二氧化碳气相发生相间传质,使原油中的胶质和沥青质含量下降,束缚油的轻质成分与二氧化碳形成二氧化碳—富气相,在其吞吐过程中产出,从而提高单井产量。

## 4 应用效果

### 4.1 工艺方案设计

#### 4.1.1 注入量的确定

室内实验结果表明,注入量是影响产油量的主

要因素。单井注入量可根据油藏渗透率、模拟油藏规模、处理半径、油层孔隙度和经验系数等参数确定。

水平井二氧化碳吞吐注入量设计采用椭圆柱体模型,其计算公式为

$$V = \phi P_v \pi a b H \quad (1)$$

式中:  $V$  为地层条件下二氧化碳的体积,  $\text{m}^3$ ;  $\phi$  为孔隙度;  $P_v$  为注入体积经验系数,通常取值为 0.2 ~ 0.4;  $a$  为椭圆柱体的短轴,  $\text{m}$ ,通常取油层厚度的一半;  $b$  为椭圆柱体的长轴,即二氧化碳横向作用半径,  $\text{m}$ ;  $H$  为水平段长度,  $\text{m}$ 。

#### 4.1.2 注入速度的确定

分析中外二氧化碳吞吐经验,注入速度的确定应遵循 2 条原则: ①在低于岩石破裂压力的前提下,较快的注入速度可取得更好的吞吐效果; ②避免过快的注入速度导致二氧化碳沿高渗透通道窜流到邻井或边底水水体中。综合这 2 条原则,同时参考设备能力,设定注入速度为 3 ~ 5 t/h。

#### 4.1.3 焖井时间的确定

二氧化碳注入油藏后,焖井时间与其在原油中的溶解、对流扩散能力及原油的体积有关,因而不同类型、不同规模的油藏,二氧化碳吞吐所需要的焖井时间不同。如果焖井时间过短,二氧化碳不能侵入地层深处与原油充分混合,开井后大量气体反排,无法起到理想的增产作用;但焖井时间过长,会消耗二氧化碳的膨胀能,而且二氧化碳还会从原油中分离出来,降低二氧化碳的利用率。中外现场焖井时间一般为 15 ~ 25 d。具体单井须综合分析施工压力和焖井压力变化曲线来确定合适的开井时机。当二氧化碳注入完毕时,由于近井地带液态二氧化碳较多,压力还会持续上升,随着二氧化碳向井筒周围的扩散,井筒压力会呈现下降趋势,油藏进入一个相对稳定状态,随着二氧化碳向油藏深部进一步扩散并与原油互溶,井筒压力会逐步增大。当到达一定时间后,井筒压力突然下降,说明二氧化碳与原油已经充分作用,此时可开井生产(图 1)。

#### 4.2 控水增油效果

从 2010 年 10 月至 2011 年 6 月初,南堡陆地油田浅层油藏水平井共实施二氧化碳吞吐 32 井次,有效 30 井次,有效率达到 94%,累积增油量为  $1.05 \times 10^4$  t。产液量由吞吐前的 1 684 t/d 降至吞吐后的 581 t/d,下降幅度为 65.5%,平均单井下降 37 t/d;产油量由吞吐前的 52 t/d 上升到吞吐后的 271 t/d,是原来的 5.2 倍,平均单井初期增油量为 6.8 t/d;

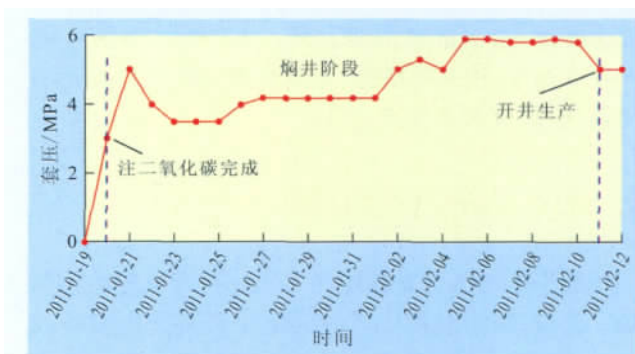


图 1 高 104-5 平 115 井注入二氧化碳及焖井过程中套压的变化

综合含水率由 96.9% 降至 53.4%,下降了 43.5%。

## 5 工艺实验

### 5.1 井筒温度与压力测试

为了解二氧化碳注入过程中井筒压力和温度的变化,选择高 24-平 3、高 104-5 平 115 和高 104-5 平 112 等 3 口试验井,在油管中挂存储式压力计,测试不同垂深的井筒温度和压力。由温度、压力与垂深的关系曲线(图 2)可见,温度、压力与垂深成正相关。在二氧化碳注入过程中,距离井口 600 m 以上温度变化较快,在距离井口 480 m 处,二氧化碳温度升到 0℃。随着二氧化碳向井筒注入过程中温度的逐步升高,井筒压力也逐渐增大。

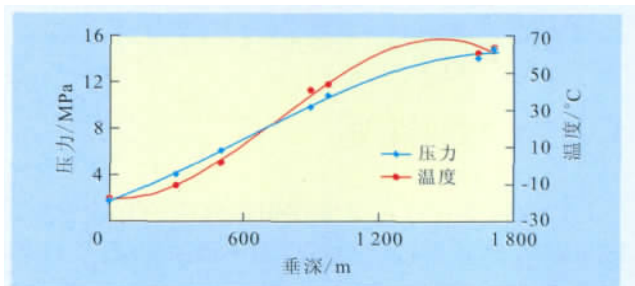


图 2 二氧化碳注入过程中温度和压力与垂深的关系

### 5.2 二氧化碳腐蚀性实验

为了了解二氧化碳注入过程中对橡胶的腐蚀性,评价螺杆泵和电泵举升方式的适应性,从新螺杆泵截取短节加装在二氧化碳注入管线上,使二氧化碳流过定子橡胶,同时,在注入管柱中优选 4 个位置放置电缆和电泵卡子胶皮,待焖井结束后取出井并进行对比分析。发现螺杆泵胶皮发生明显的膨胀变形,电缆铜芯绝缘胶皮发生溶胀,取出后的电缆测试绝缘。

由此可知,二氧化碳吞吐措施适应的举升方式为抽油泵采油方式,螺杆泵、电泵均不能满足要求;



吞吐井中应尽量避免下入带橡胶的井下工具;井口至井下 500 m 内应尽量避免安装对温度敏感工具。

## 6 结论

通过原油分析及油藏数值模拟研究认为,水平井二氧化碳吞吐控水增油的主要机理包括:①使原油体积膨胀;②降低原油粘度和改善油水流动度比;③对轻烃的萃取作用。

水平井二氧化碳吞吐注入量设计采用椭圆柱体模型,在二氧化碳注入完成的焖井过程中,要密切关注井筒压力的变化,当井筒压力开始出现明显降低时,为最佳开井生产时机。

通过 32 井次水平井二氧化碳吞吐的实施,取得了显著的控水增油效果,呈现良好的推广应用前景。二氧化碳对橡胶的腐蚀性较强,合适的举升方式为抽油泵,井口至井下 500 m 内应尽量避免安装对温度敏感的工具。

### 参考文献:

[1] 穆立华,常学军,郝建明,等.冀东复杂断块油藏水平井二次开

(上接第 61 页)

## 3 结束语

注烟道气辅助蒸汽吞吐作为一项提高采收率的工艺技术,具有较好的增产作用。通过油藏数值模拟对其驱替机理进行了研究,认为混合烟道气可有效提高油层蒸汽干度至原来的 2 倍以上,二氧化碳溶解膨胀作用使原油降粘区域增大,使蒸汽波及效率提高;同时烟道气中二氧化碳溶解后有效地降低了油水界面张力,从而提高了微观驱油效率。

数值模拟结果表明,随着混注比的增加,周期累积产油量呈线性递增的趋势;随着二氧化碳组分体积含量的增加,周期累积产油量呈递增的趋势。建议在现场操作时,应根据现场条件,尽量增大烟道气与蒸汽的混注比,以提高热采开发效果;在非凝析气体辅助蒸汽吞吐过程中,加大二氧化碳组分体积含量,进一步提高工艺措施效果。

### 参考文献:

[1] 李士伦,张正卿,冉新权.注气提高石油采收率技术[M].成都:四川科学技术出版社,2001.

发研究与实践[C]//常学军.复杂断块油藏水平井开发技术文集.北京:石油工业出版社,2008:29-38.

- [2] 郭龙.渤南油田义 34 块特低渗透油藏二氧化碳混相驱实验[J].油气地质与采收率,2011,18(1):37-40.
- [3] 郑强,程林松,黄世军,等.低渗透油藏二氧化碳驱最小混相压力预测研究[J].特种油气藏,2010,17(5):67-69.
- [4] 孙业恒,吕广忠,王延芳,等.确定二氧化碳最小混相压力的状态方程法[J].油气地质与采收率,2006,13(1):82-84.
- [5] 郝永卯,陈月明,于会利.二氧化碳驱最小混相压力的测定与预测[J].油气地质与采收率,2005,12(6):64-66.
- [6] 杜朝锋,武平仓,邵创国,等.长庆油田特低渗透油藏二氧化碳驱提高采收率室内评价[J].油气地质与采收率,2010,17(4):63-65.
- [7] 祝春生,程林松.低渗透油藏二氧化碳驱提高原油采收率评价研究[J].钻采工艺,2007,30(6):55-57.
- [8] 王守玲,孙宝财,王亮,等.二氧化碳吞吐增产机理室内研究与应用[J].钻采工艺,2004,27(1):91-94.
- [9] 于云霞.二氧化碳单井吞吐增油技术在油田的应用[J].钻采工艺,2004,27(1):89-90.
- [10] 付美龙,熊帆,张凤山,等.二氧化碳和氮气及烟道气吞吐采油物理模拟实验——以辽河油田曙一区杜 84 块为例[J].油气地质与采收率,2010,17(1):68-70.

编辑 常迎梅

- [2] 张小波.蒸汽-二氧化碳-助剂吞吐开采技术研究[J].石油学报,2006,27(2):80-84.
- [3] 付继彤,张莉,尹德江,等.强化泡沫的封堵调剖性能及矿场试验[J].油气地质与采收率,2005,12(5):47-49.
- [4] 沈德煌,张义堂,张霞,等.稠油油藏蒸汽吞吐后转注 CO<sub>2</sub> 吞吐开采研究[J].石油学报,2005,26(1):83-86.
- [5] 彭松,黄全华,杨翠萍,等.注干气开发凝析气藏注采压力系统研究——以塔里木盆地大涝坝 2 号构造凝析气藏为例[J].油气地质与采收率,2011,18(2):76-79.
- [6] 张贤松,王其伟,宋新旺,等.孤岛中二区 28-8 井注强化氮气泡沫研究[J].油田化学,2005,22(4):366-369.
- [7] 付美龙,熊帆,张凤山,等.二氧化碳和氮气及烟道气吞吐采油物理模拟实验——以辽河油田曙一区杜 84 块为例[J].油气地质与采收率,2010,17(1):68-70,73.
- [8] 沈平平,黄磊.二氧化碳-原油多相多组分渗流机理研究[J].石油学报,2009,30(2):247-251.
- [9] 王胜,曲岩涛,韩春萍.稠油油藏蒸汽吞吐后转蒸汽驱油效率影响因素——以孤岛油田中二北稠油油藏为例[J].油气地质与采收率,2011,18(1):48-50.
- [10] 张义堂,沈平平.热力采油提高采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2006:90-95.

编辑 刘北昇

**Shi Xian, Li Zhaomin, Liu Chengwen et al. New productivity prediction model for sand control wells by cyclic steam stimulation. *PGRE*, 2012, 19(4): 56–58.**

**Abstract:** There are many productivity prediction models for heavy oil wells with cyclic steam stimulation, but these models have little consideration on effects of sand control measures for the productivity, however, sand control measures are necessary for heavy oil stimulation, which result in some errors in calculation of the productivity. This paper presents a new productivity two zone model which considers the interaction of steam stimulation and sand control, and this model also combines the gravity override effect and the rheological behavior of heavy oil, then, it gives an actual example. Comparing with conventional models, the heating radius calculated through new model are greater and the calculation error is approximately 5%, which proves its validity. Based on negative power exponent of the heating radius hypothesis, the new model should not consider the heating area, shape and the influence of the reservoir thickness. The computing workload for new model is small and it is easy to use, which can provide plan for the productivity prediction for sand control well with thermal recovery.

**Key words:** cyclic steam stimulation; heating radius; sand control; skin factor; productivity prediction

**Shi Xian**, College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

**Huo Gang, Fan Xiao. Numerical simulation study on displacement mechanism of flue gas assisting steam huff and puff. *PGRE*, 2012, 19(4): 59–61.**

**Abstract:** Study on multi-phase and multi-component seepage mechanism for mixing flue gas assisting steam huff and puff is of great significance for understanding the change of seepage physical field different to conventional steam huff and puff and improving the thermal recovery results. In this paper, multi-phase and multi-component anisothermal numerical model is built for reservoir numerical simulation, in order to systematically study the phase change rule of flue gas, steam and crude as well as the variable phase seepage characteristics of multi-component system. The results show that, mixing flue gas injection can increase the steam quality in oil layer effectively. The dissolution and expansion of flue gas significantly extend the crude viscosity reduction range. Meanwhile, CO<sub>2</sub> dissolution in flue gas can decrease oil-water interfacial tension effectively and increase the microscopic displacement efficiency.

**Key words:** flue gas; cyclic steam stimulation; multi-phase and multi-component; seepage mechanism; numerical simulation; heavy oil

**Huo Gang**, Petroleum Development Center, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China

**Li Guoyong, Ye Shengjun, Feng Jiansong et al. Research and application of water-control and oil-enhance for horizontal wells CO<sub>2</sub> huff and puff in complex fault-block reservoir. *PGRE*, 2012, 19(4): 62–65.**

**Abstract:** Horizontal wells are the main development mode in Jidong Nanpu onshore shallow complex fault-block reservoir. Most horizontal wells have entered the high water cut stage. The reasons caused abnormal raise of water cut includes tectonic, well trajectory, production system and impact of external fluid. The mechanism of water-control and oil-enhance for horizontal wells CO<sub>2</sub> huff and puff includes expansion of the crude oil volume, reduction of the viscosity, and extraction for light hydrocarbon, according to the prediction of CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure, laboratory analysis of fluid output and reservoir simulation. We determine the single well injection, injection rate, soaking time and other parameters based on the optimization of process design. Implementation of 32 wells and related technical experiments show that, it achieved significant results in water-control and oil-enhance, and shows a good prospect for field promotion.

**Key words:** complex fault-block reservoir; horizontal well; CO<sub>2</sub> huff and puff; minimum miscibility pressure; water control

**Li Guoyong**, Lushang Oilfield Operation Area, Petrochina Jidong Oilfield Company, Tanghai City, Hebei Province, 063200, China

**Li Yongming, Zhai Rui, Gao Ruimin et al. Study of pressure decline on horizontal well after multiple-stage fracturing. *PGRE*, 2012, 19(4): 66–70.**

**Abstract:** At present, the application of horizontal well multiple-stage fracturing becomes more and more popular. However, the existing model of pressure decline analysis aims primarily at single fracture. There are great differences in the flow performance of fluids between multiple-stage fractures and single fracture during the fracturing closure process. The model of pressure decline analysis aiming at single fracture does not apply to the horizontal well multiple-stage fractures. Taking into account of the pressure change with the situation about the horizontal well multiple-stage fractures closure, this paper analyzes forced and natural closure of horizontal well after multiple-stage fracturing, and then establishes curve fitting method of related pressure decline model and fracturing parameters interpretation based on the pressure drop features while multiple-stage fractures are closing simultaneously, than we compiled the software about pressure decline analysis of horizontal well multiple-stage fracturing, and it has been used for the case analysis. The results show that this analytical method can explain some important parameters of fracture and reservoir, and the result is reliable, also it is of great significance and reference value to the development of horizontal well fracturing theory and fracturing operation.

**Key words:** multistage fracturing horizontal well; multi-fracture closure; pressure decline model; fracture parameter; interpretation method

**Li Yongming**, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu