

L油田储层压力差异机理研究与应用

赵靖康,刘建华,王刚,李廷礼,刘彦成

(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院,天津300452)

摘要:L油田是渤海最大的陆相多层砂岩油藏,含油井段长,单井钻遇油厚度大,采用一套层系多层合采合注。历经十多年的注水开发,油田进入中高含水期,开发矛盾突出,特别是纵向上主力砂体存在严重超压、欠压问题,对油田各类增产增注措施和调整井的实施有很大影响。通过对油田评价井岩心粒度的分选性统计分析,认为储层分选性差和不合理生产压差制度是造成油田主力砂体超压、欠压的主要原因,为多层砂岩油藏改善开发效果提供依据。

关键词:超压;欠压;岩心粒度;分选性;生产压差

中图分类号:TE343 **文献标志码:**A

Study on mechanism of difference of reservoir pressure in L Oilfield and its application

ZHAO Jingkang, LIU Jianhua, WANG Gang, LI Tingli, LIU Yancheng

(Bohai Oil Research Institute of Tianjin Branch Company of CNOOC, Tianjin 300452, China)

Abstract: L Oilfield is the largest sandstone reservoir with continental multi-layers in Bohai Sea, which has longer oil bearing interval, larger thickness of drilled oil layers of single well, and multilayer production and injection using a set of layer series. After more than 10 years waterflooding, the oilfield has entered into the middle and high water-cut stage. And the development contradiction is becoming more and more prominent, especially serious overpressure and underpressure problems of main sandbodies in vertical direction, having great influence on various kinds of well stimulation and adjustment well implementation. Through statistically analyzing the sorting of granularity of cores in evaluation wells, it is believed that main reasons of overpressure and underpressure in major reservoir are poor sorting of reservoir and unreasonable production pressure differential scheme. The results can provide the basis for improving the development effect of multi-layer sandstone reservoirs.

Key words: overpressure; underpressure; core granularity; sorting; production pressure difference

1 地质油藏概况

L油田主力含油层发育于新近系明化镇组下段和馆陶组,含油层段地层厚度100~600 m,单井钻遇油层厚度30~160 m,砂泥岩互层。主要含油目的层划分为13个油组,其中明化镇组下段发育5个油组(L00~L40油组),馆陶组8个油组(L50~L120油组)。储层均具有中高孔、高渗的特征,孔隙度21%~35%,渗透率 $(50\sim 2500)\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 。地面原油平均密度为0.937 g/cm³,地下原油黏度变化较大,分布范围9.1~142.0 mPa·s。

油田目前主要开发馆陶组,采用350 m井距反九点法注采井网,平均生产井段长度约380 m。

2003年1月开始投产,2003年9月开始注水。采用一套层系多层合采合注,历经十多年的注水开发,油田进入中高含水期,开发矛盾突出,特别是纵向上主力砂体存在严重超压、欠压问题,图1为原井眼附近侧钻调整井C06ST01井2017年9月随钻测压超欠值对比图,由于该井存在漏失,导致增产措施如酸化无法实施,另外部分区域由于纵向上各主力小层超欠压严重,导致调整井无法钻穿所有设计层位而提前完钻,对油田开发有很大影响。本文通过对油田

收稿日期:2019-01-24;改回日期:2019-03-14。

作者简介:赵靖康(1973—),高级工程师,现从事油气田开发研究工作。E-mail:zjk4846679@163.com。

评价井的储层粒度分选性统计分析,认为储层分选性差和不合理生产压差制度是造成油田主力砂体超欠压的主要原因,为海上多层砂岩油藏改善开发效果提供了可借鉴的开发经验。

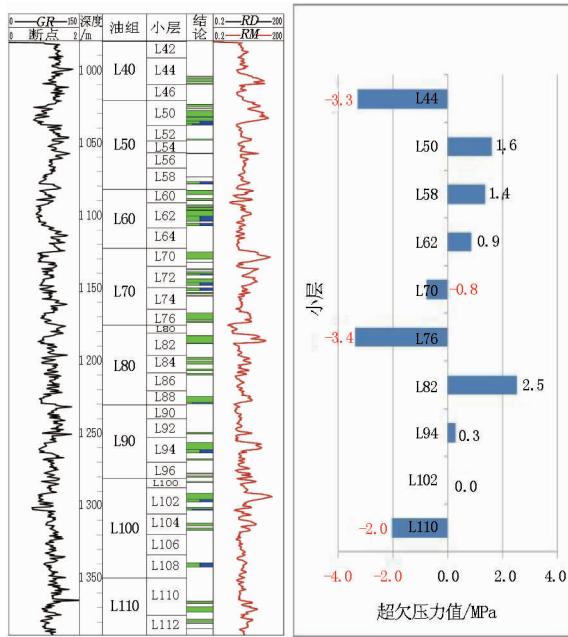


图1 C06ST01井剖面和随钻测压超欠压对比

2 粒度分析

为了分析C06ST01井纵向上各小层粒度分布,选取距离该井400 m的最近评价井2井的粒度资料进行分析。该井完成36颗岩心粒度分析实验,岩心粒度曲线按照形态可划分四种类型(见图2),第一种类型为单峰状,第二种类型为蝌蚪状,第三类型为双峰状,第四种类型为凸起状,其对应的铸体薄片如图3所示,碎屑的原始棱角只受到轻微磨蚀,其颗粒原始形状明显可见,其圆度为次棱角状-棱角状,胶结类型为基地胶结-孔隙胶结,显示分选差的沉积特征(见图3)。

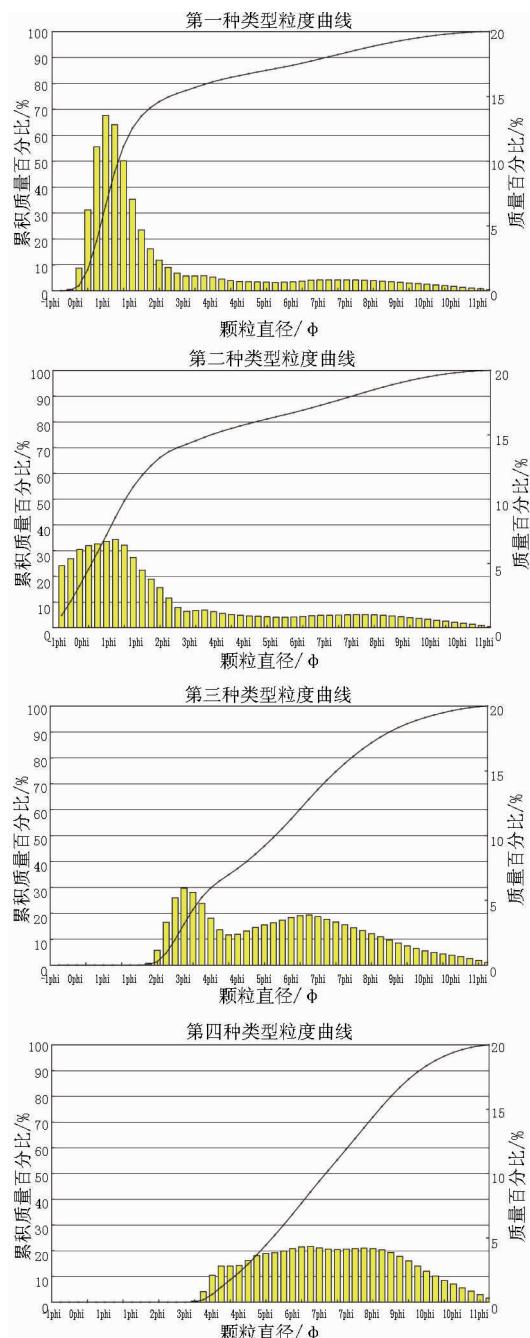


图2 油田2井四种类型粒度曲线对比

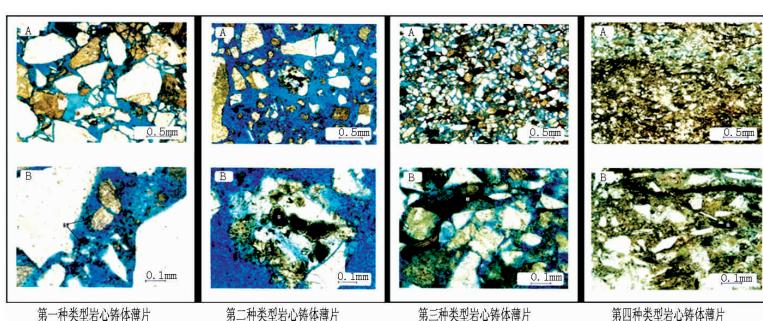


图3 油田2井四种类型岩心铸体薄片对比

按照图2的几何级数制所划分的粒度级别,做

各小层颗粒分级粒度对比图(见图4),从图中可以

看出,储层含有7~10个粒级的成分,没有一种粒级成分大于50%,没有或最多有一种粒级含量介于25%~50%,而含量在10%~25%的粒级有1~7种,颗粒大小相差很悬殊,总体上馆陶组8个油组(L50~L120油组)以砂岩颗粒为主,明化镇组下段5个油组(L00~L40油组)以粉砂岩颗粒为主。

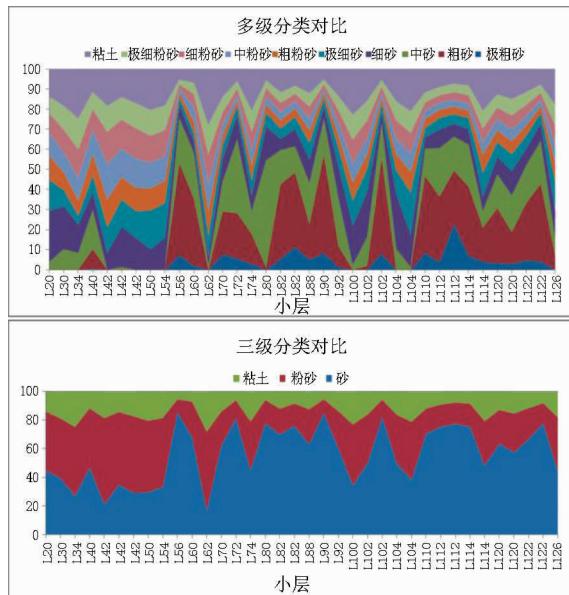


图4 油田2井各小层碎屑颗粒粒度分级对比

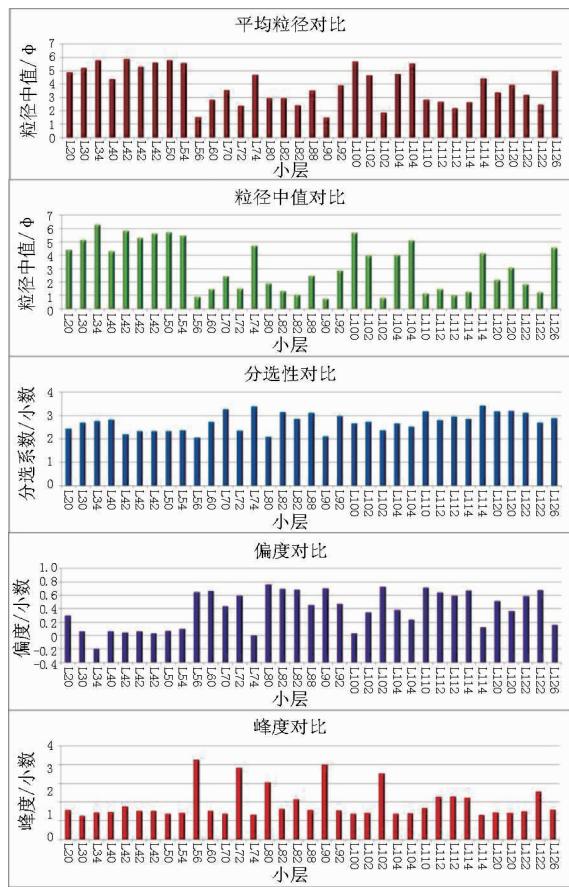


图5 油田2井各小层粒度参数对比

利用福克和沃德(Folk 和 Ward)公式来计算相关粒度参数(见图5)。各小层平均粒径 φ 值在1.15~5.86之间,馆陶组8个油组(L50~L120油组)以 φ 值小于3为主,明化镇组下段5个油组(L00~L40油组)以 φ 值大于4为主;粒径中值 φ 值在0.79~6.31之间,馆陶组以 φ 值小于2为主,明化镇组下段以 φ 值大于4为主;标准偏差值在2.0~4.0之间,表明所有储层均分选性差;偏度值在0~0.8之间,馆陶组偏度值大于0.4为主,明化镇组下段偏度值在零值附近为主,结合粒级分类对比,馆陶组以细砂、中砂和粗砂沉积为主,造成偏度值较大,明化镇组下段以细砂、极细砂、粗粉砂、中粉砂、细粉砂、极细粉砂和黏土沉积为主,且组分含量呈马鞍形双峰曲线,导致偏度值趋于零,实则分选最差;峰度值在0.5~2.2之间,以0.67~0.90之间为主,表示平坦。以上粒度参数均表明油田储层粒度差异大,分选性差^[1~9]。

3 超欠压形成机理

在油气层内,总是不同程度地存在着一些非常细小的固体微粒,胶结在骨架颗粒上或松散地吸附在孔隙网络之间,除粘土矿物外,也包括石英、长石等其他非粘土矿物微粒。当储层岩石胶结不稳或松散吸附易脱落微粒,在外来因素如流体进入、压力激动等作用下,发生微粒的释放、运移,当微粒运移至孔喉狭窄处堆砌而造成渗流通道堵塞,从而导致储层损害,降低油气井生产能力。速敏性实验是判断储层岩心微粒运移状况的基本方法,通过正反向驱替实验可定性判断储层是否存在微粒运移,而结合驱出物粒度分析实验可直观判断微粒运移程度及粒径大小。

利用库尔特仪分析水速敏实验不同驱替速度下驱出流体中颗粒大小,分别对L50、L70、L120层的3块岩心实验,存在明显的微粒运移现象,其中L50油组岩心渗透率为 $2\ 930.70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,粒度曲线为第一种类型,不同驱替速度下驱出的颗粒粒径中值普遍在0.005~0.02 mm,最大粒径值小于0.03 mm(见图6);L70油组岩心渗透率为 $1\ 117.80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,粒度曲线为第一种类型,不同驱替速度下驱出的颗粒粒径中值普遍在0.005 mm以下,最大粒径值小于0.02 mm(见图7);L120油组岩心渗透率为 $3\ 081.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,粒度曲线为第二种类型,不同驱替速度下驱出的颗粒粒径中值普遍在0.005~0.015 mm,最大粒径值小于0.03 mm(见图8)。

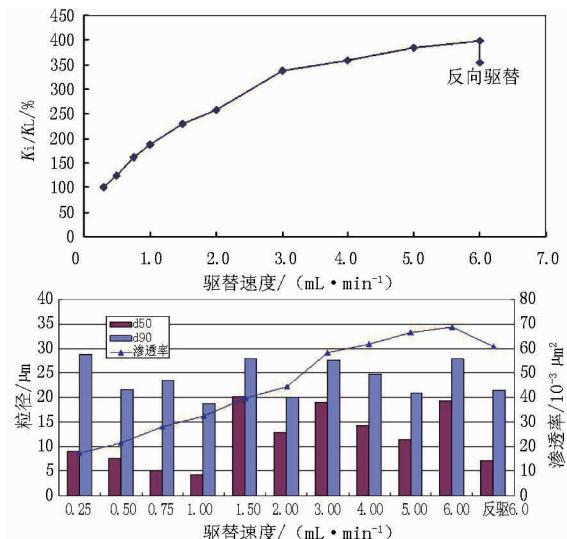


图6 L50层岩心敏感性实验结果

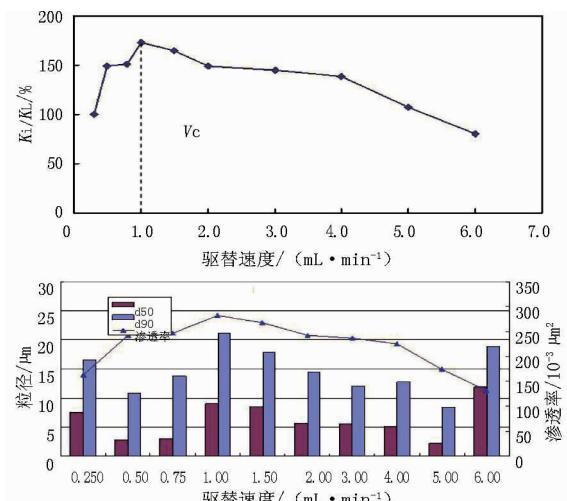


图7 L70层岩心敏感性实验结果

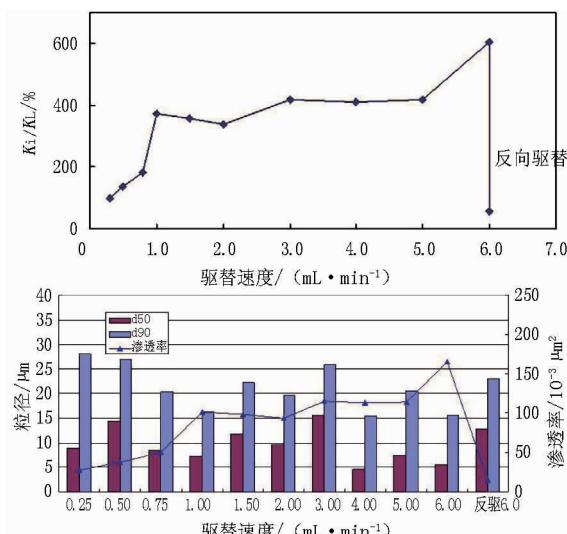


图8 L120层岩心敏感性实验结果

注:d50 累计体积粒度分布数达到50%时所对应的粒径代表颗粒组成的平均粒径。D90 累计体积粒度分布数达到90%时所对应的粒径代表颗粒组成粗端粒径值。

实验说明油田储层均易发生微粒运移,且不同驱替速度下驱出颗粒的粒径中值不同,表现为微粒运移程度不同。

油田生产过程中,注水井注水压力为6.0~8.0 MPa,在注水井附近储层形成高压区,油井生产压差为4.05~6.99 MPa,平均5.98 MPa,在油井附近形成负压区,注水井和采油井之间形成注水驱替(见图9)。对于注水井端分选性好而油井端分选性差的储层,易发生微粒由注水井端到油井端方向运移,由于油井普遍采取防砂措施,部分直径较大的微粒不能通过防砂筛管或者由于油井端储层分选性差,大压差生产导致地层垮塌而堆积在井筒附近堵塞,降低了油井端产出,同时注水井端仍然持续注水,易造成油井端超压现象。另一方面,对于注水井端分选性差而油井端分选性好的储层,注水井端由于高压注水加速微粒运移,造成井筒周边储层堵塞,降低注水能力而导致储层注水不足或无对应注水储层砂体,使油井端地层能量得不到补充,造成欠压现象。说明对于分选性差的储层,无论高压或负压都会破坏储层的孔喉结构,造成堵塞^[10~12]。

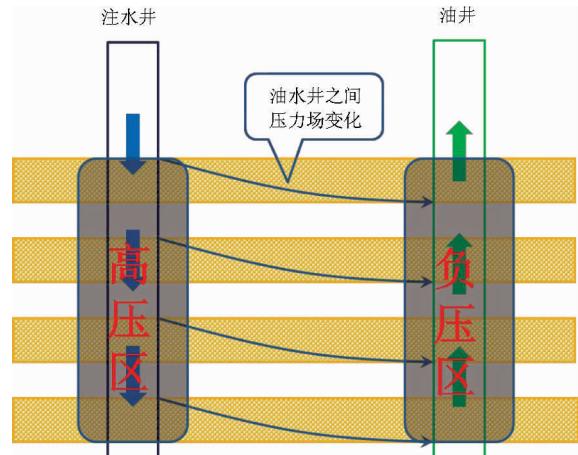


图9 注水井与采油井之间压力分布模式

4 结论

(1)油田评价井纵向小层颗粒分级对比表明颗粒大小相差很悬殊,总体上馆陶组8个油组以砂岩颗粒为主,明化镇组下段5个油组以粉砂岩颗粒为主。

(2)福克和沃德相关粒度计算参数说明油田储层分选性差,高压注水或者油井负压生产都易破坏井筒附近储层的孔喉结构,造成堵塞,影响注入或者产出,造成欠压或超压现象。

(下转至第67页)

- 化与效果评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2012, 27(6):42–47.

[5] 张艳玉,崔红霞,韩会军,等. 低渗透油藏天然气驱提高采收率数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率,2005,12(4):61–63.

[6] 曹学良,郭平,杨雪峰,等. 低渗透油藏注气提高采收率前景分析[J]. 天然气工业,2006,26(3):100–102.

[7] 郭万奎,廖广志,邵振波,等. 注气提高采收率技术[M]. 北京: 石油工业出版社,2003:1–3.

[8] 李振泉,殷勇,王其伟,等. 气水交替注入提高采收率机理研究进展[J]. 西南石油大学学报,2007,29(2):22–25.

[9] 秦积舜,张可,陈兴隆. 高含水后 CO₂ 驱油机理的探讨[J]. 石油学报,2010,31(5):798–801.

[10] ROGERS J. A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process[R]. SPE 59329.

[11] 李菊花,姜涛,高文君,等. 气水交替驱油藏注入能力反洗及优化[J]. 西南石油大学学报,2008,30(6):25–29.

[12] 付美龙,叶成,熊帆,等. 茨34块 CO₂ 驱参数优化与方案设计[J]. 钻采工艺,2011,34(1):56–58.

[13] RAMACHANDRAN K P, GYANI O N, SUR S. Immiscible hydrocarbon WAG: Laboratory to field[R]. SPE 128848, 2010.

[14] TAHERI A, SAJJADIAN V A. WAG performance in a low porosity and low permeability reservoir, Sirri – A Field, Iran [R]. SPE 100212, 2006.

[15] 李振泉,殷勇,王其伟,等. 气水交替注入提高采收率机理研究进展[J]. 西南石油大学学报,2007,29(2):22–26.

[16] 甘业兵,陈勇,吕红刚. 气水交替注入提高低渗裂缝性油藏采收率技术研究[J]. 石油化工应用,2011,30(10):12–15.

[17] 杨学锋,郭平,杜志敏,等. 细管模拟确定混相压力影响因素评价[J]. 西南石油大学学报,2006,26(3):41–44.

(编辑 谢 萍)

(上接第 59 页)

(3) 速敏性实验表明储层易发生微粒运移,说明分选性差的储层易发生微粒运移,且不同储层在相同驱替速度下微粒运移程度不同。

参考文献：

- [1] 朱筱敏. 沉积岩石学(第四版)[M]. 北京:石油工业出版社, 2008;53 - 71.
 - [2] 蔡忠. 储集层孔隙结构与驱油效率关系研究[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(6):45 - 46.
 - [3] 刘中云. 临南油田储集层孔隙结构模型与剩余油分布研究[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(6):47 - 49.
 - [4] 李存贵, 徐守余. 长期注水开发油藏的孔隙结构变化规律[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(2):94 - 96.
 - [5] 焦创舞, 付伟, 赵俊兴, 等. 白豹油田长 4 + 5 成岩作用与储层分类评价[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2006, 33(5): 522 - 527.

- [6] 陈杰,周改英,赵喜亮,等.储层岩石孔隙结构特征研究方法综述[J].特种油气藏,2005,12(4):11-14.
 - [7] 罗蛰潭,王允诚.油气储集层的孔隙结构[M].北京:科学出版社,1986:21-43.
 - [8] 韩大匡,万仁薄编著.多层砂岩油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社,1999:78-90
 - [9] 金毓荪,巢华青,赵世远,等.采油地质工程(第二版)[M].北京:石油工业出版社,2003:75-83
 - [10] 陈金辉,康毅力,游利军,等.储层岩石破裂诱发微粒运移损害实验研究[J].钻井液与完井液,2010,27(3):17-22.
 - [11] 景岷雪,罗丽琼.储层中微粒运移现象的实验判断[J].天然气勘探与开发,2005,28(2):50-53.
 - [12] 石京平,宫文超,曹维政,等.储层岩石速敏损害机理研究[J].成都理工大学学报(自然科学版),2003,30(5):501-504.

(编辑 谢葵)