

文章编号:1000-0747(2004)05-00140-05

储集层物性下限值确定方法及其补充

郭睿^{1,2}

(1. 中国地质大学; 2. 中国石油勘探开发研究院海外研究中心)

摘要:确定油层物性下限是储集层评价和储量评估的基础,方法很多,但受测试资料限制,结果有较大的不确定性。油层物性下限值取决于油层本身组分结构特征,同时受流体性质(特别是原油性质)和埋藏深度的影响。根据多年对国外油田评估的实践,统计分析64个国外油田的物性下限值,为确定油层物性下限提供了类比参考基础,建立的油层孔隙度或渗透率下限值大小与原油比重度或埋藏深度的相关关系,可作为判断确定的油层物性下限值合理性的一种参照。图9表1参5

关键词:国外油田;物性下限;确定方法;原油比重度;原油黏度;埋藏深度;统计分析

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

目前,大多数国外石油公司认为有效储集层是指储集了烃类流体并可采出的物性下限以上部分。该下限一般根据岩心物性分析、试油和生产测试资料来确定,用能够储集和渗滤流体的最小有效孔隙度和最小渗透率来度量,通常用孔隙度或渗透率的某个确定值来表述。由于尚无确切的物理定量方法,物性下限值往往具有统计学特征,具有一定的不确定性,给油层评价和储量评估带来了不确定性。对储集层物性下限的认识还与采油工艺和开发技术水平相关。在20世纪60年代大庆油田有效厚度渗透率下限定为100~150mD,80年代降低到25~40mD,90年代降低到0.5~1mD,由此增加的“表外层储量”在20世纪90年代以后为大庆油田增储稳产做出了巨大贡献。只有在合理而客观的油层物性下限值基础上,才能获得对油藏客观而实际的认识和评价,因此准确地选取储集层物性下限值是油田开发工作者一直努力的方向。本文通过对国外评估油田的分析,总结了原油性质、埋藏深度与物性下限的关系,为快速而合理地认识和确定各种油藏条件下的物性下限值提供参照和依据。

1 油层物性下限值的确定方法

杨通佑和裘亦楠等对油层物性下限值的确定方法都作了深入研究^[1,2]。主要方法有:

①测试法。适用于单层试油资料较多的油田。若原油性质变化不大,可采用比采油指数与空气渗透率的关系曲线来确定,当比采油指数大于零时,对应的空气渗透率即为渗透率下限值(见图1a);原油性质变化大时,可用比采油指数与流度的关系曲线来确定,当比采油指数大于零时,所对应的流度即为原油流动与不流动的界限,流度乘以地下原油黏度得到的相应空气渗透率值即为该地质条件和原油性质下的渗透率下限值(见图1b)。

②经验统计法。美国等国通常使用经验统计法,主要根据物性下限值以下流失的油层比例来确定(见

图2)。对于中低渗透性油田,将全油田的平均渗透率乘以5%作为渗透率下限;对于高渗透性油田或远离油水界面的储集层,将全油田的平均渗透率乘以5%以下更小的数字作为渗透率下限。

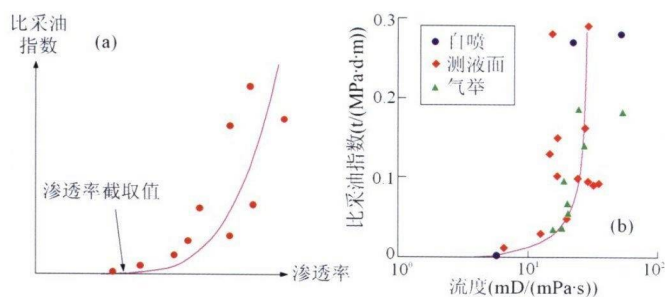


图1 比采油指数-渗透率交会图(a)、比采油指数-流度关系(b)

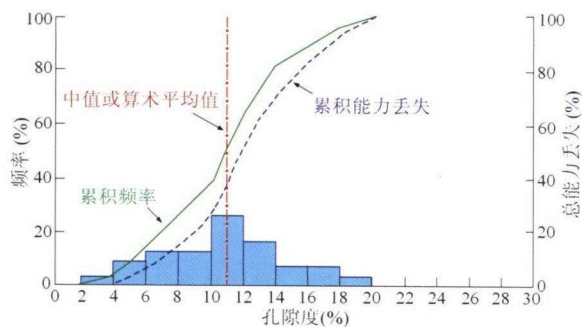


图2 经验统计法确定物性下限

③含油产状法。用取心井试油结果与岩心含油级别、物性建立关系,确定含油产状的出油下限(见图3)。大多数油田含油级别达到油砂和含油(岩心含油面积在50%以上)级别的都是有效层,某些油田含油级别在油浸级(岩心含油面积在25%~50%)也可出油,含油级别为油斑级则难以出油。含油产状与物性具有一致性,确定含油产状的出油下限后,可以求出相应的物性下限。由于含油产状级别由现场地质人员肉眼确定,并受钻井液冲刷和原油性质等诸多因素影响,含油级别定名人为影响很大,若有效层含油产状定得太高,得

到的物性下限偏高,反之则下限值偏低。而且,对于黏度小、挥发性强、颜色浅的原油,地面岩心的含油产状不能代表地下的含油产状,不能用于确定物性下限。

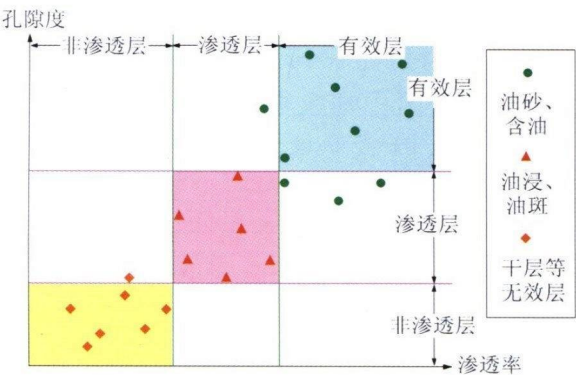


图 3 含油产状与物性交会图

④钻井液侵入法。当储集层渗透率与原始含油饱和度有一致关系时,利用水基钻井液取心测定的含水饱和度和可以确定物性下限(见图 4)。在钻井液柱压力的作用下,渗透性较高的储油层被钻井液驱替出部分原油,取出岩心测定的含水饱和度增高;渗透性较低的储油层,钻井液驱替出的原油较少;渗透率降低到一定程度,钻井液不能侵入,取出岩心测定的仍然是原始含水饱和度。因此,含水饱和度与空气渗透率关系曲线上出现的拐点就是钻井液侵入与不侵入的界限,对应渗透率即为渗透率下限值。该方法中,拐点的确定可能存在较大误差。

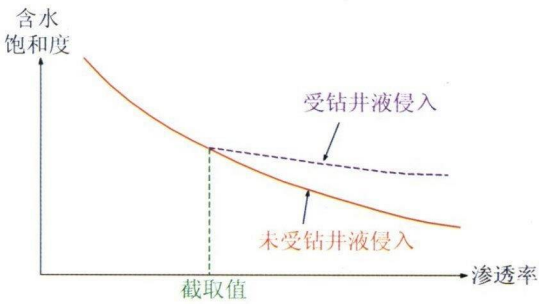


图 4 含水饱和度-渗透率交会图

⑤泥质含量法。砂岩中泥质含量为分散泥质体积占总孔隙度的百分数,它和有效孔隙度均可以通过测井解释获得。随着砂岩泥质含量升高,孔隙度下限相应提高:纯砂岩(泥质含量为 0)孔隙度下限极低;当泥质含量为 0.4 时,孔隙度下限高达 0.18%~25%;当泥质含量大于 0.4 时储集层无商业价值(见图 5)。该方法关键在于求准泥质含量临界点,但实际操作难度较大,不确定性也较大。

⑥最小有效孔喉法。油藏内被小于最小有效喉道所控制的孔隙都被束缚水所饱和。确定最小有效孔喉值后,作出孔喉中值与物性交会图(见图 6a),以最小有效孔喉值截取物性下限值。该方法中,确定最小有效孔喉存在较大难度和不确定性。

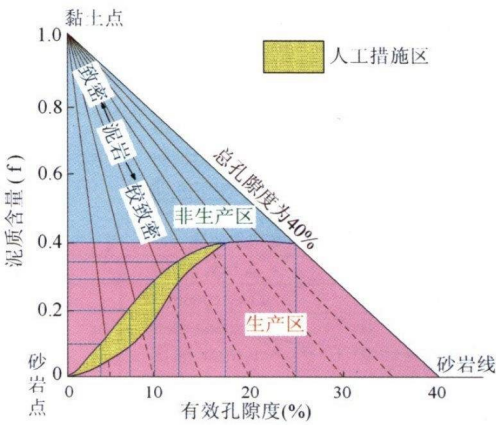


图 5 美国墨西哥湾沿岸地区第三系碎屑沉积孔隙泥质含量与有效孔隙度下限关系图

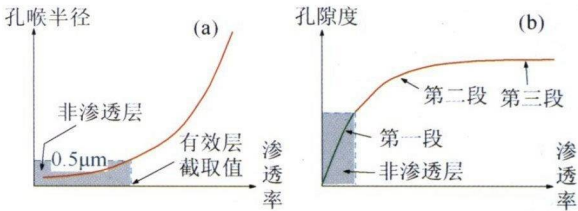


图 6 孔喉中值-渗透率交会图(a)和孔隙度-渗透率交会图(b)

⑦孔隙度-渗透率交会法。作渗透率-孔隙度交会图(见图 6b),图上一般可出现三个线段:第一线段孔隙度增加而渗透率增加甚微,说明岩石中孔隙主要为无渗透能力的孔隙;第二线段渗透率随孔隙度增加而明显增加,说明所增加的孔隙度是有渗透能力的有效孔隙;第三线段为孔隙度增加甚微而渗透率急剧增加,说明孔喉半径增大。第一、第二线段的转折点定为渗透层与非渗透层的孔隙度、渗透率界限。该方法的难点在于难以准确把握第一、第二线段及其转折点。

上述方法都有特定使用条件,而且有些方法获得的物性下限不确定性很大。国内比较常用的有测试法、含油产状法和钻井液侵入法,国外还常用经验统计法。

国外油田评估实践中经常使用的综合分析判断法步骤是:①根据试油或生产测试资料,确定油(或水)层最小孔隙度值与干层最大孔隙度值,两者间的部分即为干层与渗透层间的过渡带,从而获得油层孔隙度下限的低值、高值和中值。②根据岩心分析的孔渗关系图,获得与孔隙度下限的低值、高值和中值相对应的渗透率下限的低值、高值和中值。③分析物性下限的低值、高值和中值,将低值与高值间的某个最合理值作为物性下限值。一般中值即为较准确的物性下限值。④与其它类型相似的油藏对比,检查确定的物性下限值的合理性。

2 国外油田物性下限值的统计分析

由64个国外油田的油层物性下限值(见表1)可

表 1 国外油田物性下限值与原油性质统计表

国家	序号	油田	储集层时代 和岩性	埋藏 深度 (m)	物性下限值		原油性质		
					孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	原油比重度 (°API)	地下黏度 (mPa · s)	地面密度 (g/cm ³)
阿尔及利亚	1	Adrar 油田	寒武系、奥陶系砂岩	900	7	0.5	41	3.37	0.824
	2	El Adeb Larache 油田	泥盆系 F4 砂岩	1300	5	0.5	45	0.48	0.800
	3	Zarazaitine 油田	泥盆系 F6 砂岩	1300	8	0.5	43	0.54	0.819
阿曼	4	Block 5	白垩系 Shuaiba 碎屑灰岩	1500	15	0.5	39	0.75	0.830
	5	Block 7	志留系砂岩	3300	5	0.2	45	0.40	0.800
阿塞拜疆	6	K&K 油田	上新统砂岩	3200	15	1.0	26	3.01	0.902
巴布亚新几内亚	7	Chevron 区块	白垩系 Toro 砂岩	2500	9	0.5		40	
巴基斯坦	8	Chanda 油田	侏罗系、白垩系砂岩	4510	7	0.5	39	0.283	0.840
	9	Kunar 油田	白垩系砂岩	1910	8	0.5	47.5	0.222	0.790
	10	Pasahki 油田	白垩系砂岩	2000	8	0.5	40	0.286	
俄罗斯	11	杜玛兹油田	Ⅱ 1 砂岩		10	1.7			
	12	卡兹柯油田	砂岩		11	1.0		2.500	
	13	罗马什金油田	Ⅱ 1 砂岩		11	2.0			
	14	齐纳列夫区块	泥盆系、石炭系	5000	4	0.2	46		
	15	斯达夫罗波尔油田	砂岩		13	1.0		2.500	
厄瓜多尔	16	10 区块	下白垩统 Hollin 砂岩	3500	12	1.0	21		
	17	18 区块	下白垩统 Hollin 砂岩	3050	8	0.5	27	1.340	0.895
	18	31 区块	下白垩统 Hollin 砂岩	2500	14	1.0	20		
	19	Shushufindi 油田	白垩系 Hollin 砂岩	2700	12	0.5	30	2.000	0.848
哈萨克斯坦	20	North Buzachi	白垩系砂岩	350	15	1.0	20	240.000	0.940
	21	North Buzachi	侏罗系砂岩	450	20	1.0	19	250.000	0.930
	22	阿利别克莫拉	中、下石炭统 KT-Ⅱ 灰岩	3200	7	0.5	37.8	0.300	0.860
	23	肯几亚克盐上油田	侏罗系砂岩	500	18	2.0	19	250.000	0.930
	24	肯几亚克盐下油田	石炭系灰岩	4350	8	0.5	37	0.370	0.836
	25	肯几亚克盐下油田	二叠系砂岩	4105	9.8	0.5	36	0.363	0.842
	26	扎纳若尔油气田	上石炭统 KT-I 灰岩	2450	7	0.1	38	0.282	0.833
	27	扎纳若尔油气田	下石炭统 KT-Ⅱ 灰岩	3450	8	0.1	42	0.356	0.814
利比亚	28	Danra/Jofra 油田	白垩系细粒灰岩	950	15	0.5	40	0.640	0.805
	29	NC100	志留系砂岩	3050	8	0.2	42	0.200	0.820
	30	NC101	寒武系、奥陶系砂岩	2600	5	0.5	36	2.320	0.855
秘鲁	31	Block VI、Ⅶ	古近系砂岩	2500	7	0.5	37		0.845
	32	Block 8	白垩系 Vivian 砂岩	3050	12	1.0	25.4	15.890	0.903
	33	I-AB 区	白垩系 Vivian 砂岩	3020	12	1.5	22		
	34	I-AB 区	白垩系 Vivian 砂岩	3950	8	0.5	33		
缅甸	35	Thaushabin&Kanni 油田	渐新统一早中新统粉细砂岩	4500	13	1.0		36.5	
苏丹	36	AG 油田	下白垩统 AbuGabra 砂岩	3200	10	0.5	40	0.500	0.840
	37	Bamboo 油田	下白垩统 Bentiu 砂岩	1280	17	2.0	17	150.000	0.940
	38	Fula 油田	下白垩统 Bentiu 砂岩	1250	17	2.0	18.8	313.000	0.940
	39	Heglig 油田	下白垩统 Bentiu 砂岩	1650	12.5	2.0	28	4.800	0.854
	40	Palogue 油田	第三系 Samaa 砂岩	1350	18	4.0	18.4	184.000	0.897
	41	Palogue 油田	第三系 Yabus 砂岩	1300	16	2.0	23.2	31.100	0.852
	42	Talih 油田	上白垩统砂岩	2500	17	1.0	30	3.730	0.817
	43	Toma South 油田	下白垩统 Bentiu 砂岩	1950	12	0.5	37.3	0.500	0.815
	44	Unity 油田	古近系砂岩	1900	12	1.0	34	5.000	0.844
泰国	45	邦亚油田	中新统 KL 层砂岩	2200	8	0.5	31	10.000	0.840
土耳其	46	Selmo 油田	白垩系白云岩化灰岩	1000	7.8	0.5	38	2.300	0.850
土库曼斯坦	47	切里肯油田	古近系砂岩	3300	8	1.0	36	0.600	0.845
委内瑞拉	48	Caracoles 合同区	第三系 Oficina 砂岩	1600	12.5	0.5	35	0.511	0.849
	49	Caracoles 合同区	第三系 Merecure 砂岩	2100	18	1.5	22	0.720	0.892
	50	Cueta 油田	第三系砂岩	4000	15	1.0	20		0.940
	51	Intercampo 油田	中新统砂岩	1500	18	2.0	14.3	40.000	0.917
	52	Intercampo 油田	始新统 B-2-X 砂岩	1950	12	1.0	22.5	3.400	0.919
	53	SMU 区块	新近系 Ofincina 砂岩	1500	18	2.5	16	21.000	0.928
	54	Zumano 油田	第三系砂岩	2800	12	1.0	26		0.898
	55	奥里乳化油	第三系砂岩	850	20	2.5	11	5800.000	1.010
叙利亚	56	Gebeibe 油田	新近系	1100	18	1.0	20	23.000	0.934
	57	Tishrin 油田	新近系	900	18	1.0	18	87.000	0.946
也门	58	Block 4	侏罗系灰岩、白云岩	1350	5	0.5	36	1.000	0.874
伊拉克	59	Halfava 油田	下白垩统 Nahr Umr 层砂岩	3700	8	0.3	31	0.640	0.874
	60	Halfava 油田	下白垩统生物灰岩、礁灰岩	2920	14	1.5	19.4	2.000	0.938
	61	Ahbed 油田	白垩系生屑泥屑灰岩	2600	10	0.7	22.2	2.246	0.921
伊朗	62	Jufeyr 油田	白垩系 Ilam-Sarvak 灰岩	3000	12	0.5	22	4.000	0.890
	63	Jufeyr 油田	白垩系 Gadvan 灰岩	4280	5	0.5	39	0.800	0.856
印度尼西亚	64	SBD 区块	始新统 JTB 灰岩	2150	7	0.5	38		

见,在不同油品性质和埋藏深度条件下,油层物性下限值不一样。如阿曼 7 区块志留系 Hass 砂岩,油层孔隙度下限值低到 5%,对应的渗透率下限值小到 0.2mD,这与埋深 3500m 和原油比重度为 45°API 是分不开的;而哈萨克斯坦 North Buzachi 油田侏罗系油层孔隙度下限值为 20%,对应的渗透率下限值为 1mD,这与它埋深小于 500m 和原油比重度为 19°API 有关。

那么,影响储集层物性下限的因素是什么呢?从根本上说,碎屑岩的渗透性由碎屑颗粒的组分、粒度和分选以及胶结物性质和含量等自身条件决定,还与流体性质、埋藏深度及埋藏历史相关。

2.1 原油性质与油层物性下限值的统计规律

统计国外 60 多个油田油层物性下限值与原油性质发现,油层物性下限与原油性质具有一定相关趋势(见图 7)。对于原油比重度大于 22°API 的稀油,孔隙度下限值一般为 8%~15%,渗透率下限值一般为 0.5~1mD。原油性质越好,物性下限越低,但很少有孔隙度低于 5%或渗透率低于 0.1mD 的物性下限。对于原油比重度小于 22°API 的稠油,孔隙度下限值一般为 15%~20%,渗透率下限值一般为 1.0~3.0mD。原油性质越差,物性下限越高,但很少有孔隙度高于 22%或渗透率高于 10mD 的物性下限。一般情况下,油层物性下限值分布应紧逼回归趋势线,但可能在埋藏深度和成岩历史等因素影响下发生偏离。在确定某一油田的油层物性下限值时,如果其值接近回归趋势线,可以认为该下限值比较合理,如果偏离太大,应做进一步分析。

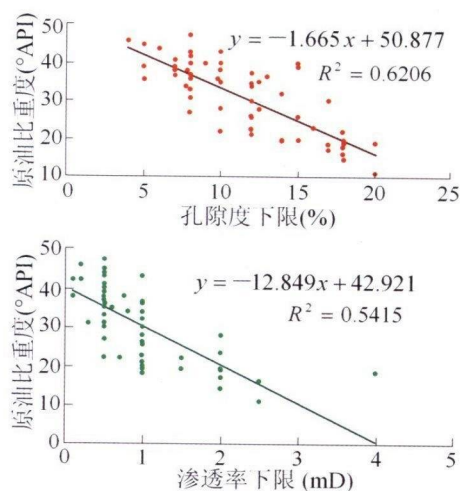


图 7 原油比重度与物性下限值的统计关系

2.2 埋藏深度与油层物性下限值的统计规律

①随油层埋藏深度增加,地层作用于孔隙流体的压力也不断增加,流体能进出的孔喉半径越来越小,因而油层物性下限值变小(见图 8)。当然,能进入越来越小孔喉的原油性质不断变好。但很少有物性下限值达到孔隙度小于 5%和渗透率小于 0.1mD 的油层。

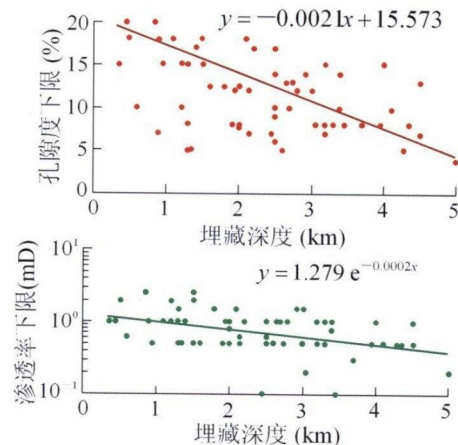


图 8 埋藏深度与物性下限值的统计关系

②埋藏历史过程对油层物性下限也有一定的影响。通常,形成时间早的储集层在漫长的埋藏过程中经受不断成岩改造历史,岩石变得致密,孔喉变小,导致更低的油层物性下限值。对于不同油藏来说,原油性质分布受埋藏深度的影响。总体上,埋藏变深,原油性质变好(见图 9),但此规律不适用于同一油藏和次生油藏。

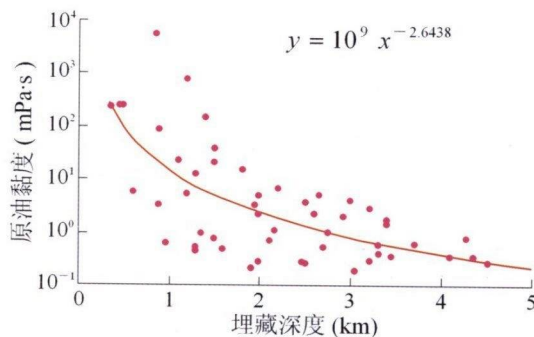


图 9 地下原油黏度与埋藏深度的统计关系

3 结论

油层物性下限不仅由储集层自身内在因素决定,而且受原油性质、埋藏深度和埋藏历史的影响。通常,随着原油性质变好和埋藏深度增加,油层物性下限降低。因此,在确定油层物性下限值时,要考虑原油性质及其埋藏深度条件下的合理性。油层物性下限的统计趋势对帮助判断所确定的物性下限是否合理具有参考作用。

参考文献:

- [1] 杨通佑,范尚炯,等.石油及天然气储量计算方法[M].北京:石油工业出版社,1990.
- [2] 裴泽楠,陈子琪.油藏描述[M].北京:石油工业出版社,1996.
- [3] 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.
- [4] 戴启德,黄玉杰.油田开发地质学[M].东营:石油大学出版社,

2002.

[5] 伍友佳,蔡正旗. 油藏地质学[M]. 北京:石油工业出版社,2000.

作者简介:郭睿(1965-),男,四川眉山人,中国石油勘探开发研究院高级工程师,从事油田开发地质工作和海外油气勘探开发新项目评价工作,现为中国地质大学博士研究生。地址:北京市学院路20号,海外研究中心,邮政编码100083;电话:(010)62098633。

收稿日期:2004-07-12

(编辑、绘图 王孝陵)

Supplement to determining method of cut-off value of net pay

GUO Rui^{1,2}. (1. *China University of Geosciences, Beijing* 100083, *China*; 2. *CNODC, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing* 100083,

China)

Abstract: Reservoir evaluation and OOIP estimation are based on the establishing of cutoff value of net pay. Although multiple methods are available, there is much uncertainty in determining the cutoff value due to limited testing data. The cutoff value of net pay depends greatly on the component texture, fluid property (especially, crude oil property) and buried depth. 64 cutoff values of net pay have been gained in overseas oilfields evaluation. The relationship between cutoff value and crude oil gravity or burial depth is gained according to the statistical analysis on overseas cutoff values of net pay. It could be used to determine and check the cutoff value of net pay in new oilfields.

Key words: overseas oilfield; cutoff value; determining method; crude oil gravity; crude oil viscosity; buried depth; statistical analysis