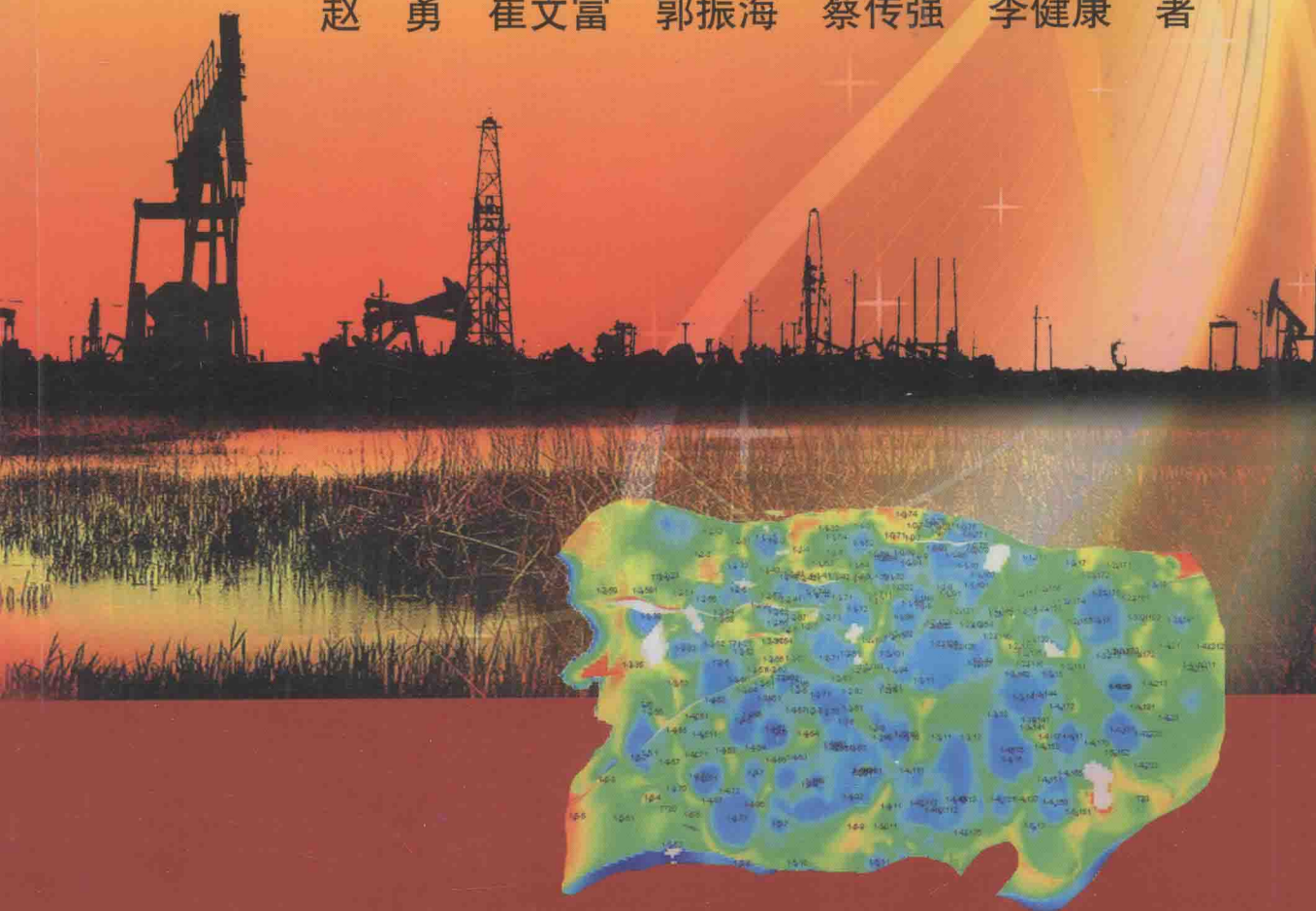


胜坨油田勘探开发 50 年实践与认识丛书

(卷三)

开发技术

赵 勇 崔文富 郭振海 蔡传强 李健康 著



石油工业出版社

胜坨油田勘探开发 50 年实践与认识丛书（卷三）

开 发 技 术

赵 勇 崔文富 郭振海 蔡传强 李健康 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是胜坨油田 50 年开发历程中在开发实践方面相关方法、技术及创新成果的回顾与总结,重点介绍了地质概况与开发简要历程、不同类型油藏渗流特征、油田开发部署及决策、不同类型油藏开采特征、三次采油提高采收率实践与认识几方面内容,基础理论和实际应用紧密结合,对进一步提高对开发规律的把握,搞好近极限含水阶段的开发调整工作具有重要意义,并为其他类似油藏开发提供借鉴。

全书内容阐述概念清晰、逻辑性强,可供开发技术相关工作人员及高等院校相关专业师生学习参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

开发技术/赵勇等著. —北京:石油工业出版社, 2013. 12

(胜坨油田勘探开发 50 年实践与认识丛书; 3)

ISBN 978 - 7 - 5021 - 9865 - 7

I. 开…

II. 赵…

III. 油田开发 - 东营市

IV. TE34

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2013) 第 263746 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: www.petropub.com.cn

发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 保定彩虹印刷有限公司

2013 年 12 月第 1 版 2013 年 12 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本: 1/16 印张: 7.5

字数: 190 千字

定价: 60.00 元

(如出现印装质量问题, 我社发行部负责调换)

版权所有, 翻印必究

序

时光荏苒，岁月如梭。作为我国渤海湾盆地最早发现并投入开发的整装大油田，胜坨油田已进入勘探开发的第 50 个年头。50 年风霜雪雨，50 年拼搏奋斗，胜坨油田已累计为国家生产原油 $1.81 \times 10^8 \text{t}$ ，取得了令人瞩目的开发效果和巨大的经济效益，同时也见证了我国石油工业的崛起和腾飞。抚今追昔，从油田开发初期的艰苦创业到开发中期年产油登上 $600 \times 10^4 \text{t}$ 顶峰时的荣耀辉煌，再到开发后期探索老油田可持续发展的信心与成就，胜坨油田在 50 年勘探开发历程中，积累了丰富的油田开发实践经验，形成了一套极具特色的油田勘探开发理论、方法和技术系列，同时也凝聚着几代石油人的心血与汗水。为了系统总结胜坨油田勘探开发 50 年来的技术成就，同时也为胜坨油田今后的持续有效发展提供技术支撑，中国石化胜利油田分公司胜利采油厂组织相关专家、技术人员，历时两年完成了《胜坨油田勘探开发 50 年实践与认识丛书》的编写工作。

《胜坨油田勘探开发 50 年实践与认识丛书》包括《勘探技术》、《油藏地质》、《开发技术》、《工艺技术》共 4 卷，系统阐述了胜坨油田在油气勘探、油藏地质研究、油田开发、采油工艺技术领域的理论、方法及创新成果。该套丛书既是胜坨油田 50 年勘探开发历程的回顾与总结，也是胜坨油田 50 年勘探开发技术、成果的集成与展示，更是几代石油人劳动智慧的结晶。正是他们 50 年来代代相传的辛勤耕耘、无私奉献，铸就了胜坨油田辉煌的成就。

当前，胜坨油田已进入特高含水后期开发阶段，综合含水为 96.1%，采出程度为 37.9%，油田开发的难度越来越大，油田可持续发展面临严峻挑战。在胜坨油田勘探开发 50 周年的历史节点上，希望本套丛书的出版能够给奋战在胜坨油田勘探、开发战线上的人们以启迪，推动和提高今后一个时期胜坨油田的勘探开发工作水平，同时也希望本套丛书能够为业内同行专家及其他油田的勘探、开发工作提供借鉴。

最后，借本套丛书出版发行之际，向胜坨油田勘探开发 50 周年致敬！向胜坨油田的开发建设者们致敬！预祝胜坨油田的开发取得更大的成绩！

《胜坨油田勘探开发 50 年实践与认识丛书》编写组

2013 年 9 月

目 录

第一章 地质概况与开发简要历程	(1)
第一节 地质概况	(1)
第二节 开发简要历程	(2)
第二章 不同类型油藏渗流特征	(4)
第一节 油藏驱油能量和驱动方式	(4)
一、含油区岩石和液体的弹性能形成的弹性驱动方式	(4)
二、含油区溶解气的弹性能形成的溶解气驱动方式	(4)
三、气顶区的弹性膨胀能形成的气顶驱动方式	(4)
四、油流本身的位能形成的重力驱动方式	(5)
五、水压驱动方式	(5)
第二节 储层岩石孔隙结构	(5)
一、岩石孔隙度和渗透率	(6)
二、毛细管压力曲线形态和特征参数分析	(7)
三、孔隙结构对驱油效率的影响	(10)
第三节 油层岩石表面润湿性	(11)
一、胜坨油田岩石润湿性特点	(11)
二、润湿性对水驱油效率的影响	(12)
第四节 油水相对渗透率	(14)
一、油水相对渗透率影响因素	(14)
二、不同类型油藏油水相对渗透率曲线	(17)
第三章 油田开发部署及决策	(21)
第一节 多层砂岩油藏开发指导思想	(21)
一、进一步深化认识和描述油藏的非均质特征	(21)
二、不断探索特高含水开发后期胜坨油区开发调整模式	(21)
第二节 不同开发阶段主要做法	(22)
一、中低含水期采油阶段（1965—1978 年）	(22)
二、高含水期采油阶段（1979—1990 年）	(23)
三、特高含水期采油阶段（1990—2002 年）	(24)
第三节 特高含水后期井网调整模式（2003 年至今）	(25)
一、多层砂岩水驱油藏井网重组调整模式	(27)
二、油水过渡带调整模式	(32)
三、矢量井网调整模式	(37)
第四节 特高含水后期注采调整典型做法	(47)
一、创新注采调整模式	(47)

第一章 地质概况与开发简要历程

第一节 地质概况

胜坨油田位于山东省东营市境内，其构造位置在济阳坳陷北部，坨庄—胜利村—永安镇二级构造带的中段，东邻民丰洼陷，西及西南邻利津洼陷，南接东营中央隆起断裂带，北面为胜北弧形大断层遮挡。

1961年，胜坨油田开始勘探，至2012年底已累计探明石油地质储量近 $5 \times 10^8 \text{t}$ 。

构造特征：胜坨油田是由东西两个高点组成、被断层复杂化了的背斜构造油气藏。油田内部断层发育，共有4级以上断层50余条，均为正断层。主要断层12条，将油田分为11个断块，各断块自成独立的油水系统。

储层特征：主要油层自上而下分为明化镇组、馆陶组、东营组、沙一段、沙二段、沙三段6套含油气层系。含油气井段为970~3700m，共分为30多个砂层组、100多个小层。储层为一套砂、泥岩间互的湖泊、河流—三角洲相沉积。岩性从粉砂岩到砾状砂岩。粒度分选系数一般为1.1~2.0。岩石成分以石英、长石为主。胶结物含量少，碳酸盐含量普遍低于1%，泥质含量一般为4%~10%。胶结类型以接触式、孔隙接触式为主，其次为支撑—接触式，具有良好的储油孔隙。砂岩粒度中值一般为0.1~0.3mm，最高者达0.5mm以上。主要含油层段沙二段油层孔隙度一般为26%~35%，主要流动孔隙半径区间为10~63 μm ，高者可达100 μm 。油层渗透率高，空气渗透率一般为1~10D。平面上、层间及层内渗透率相差2~10倍，层内非均质系数为3~9，变异系数为0.72。

流体性质：平面上及纵向上原油性质差异大，以中高黏度原油为主，地面原油密度为0.86~0.97g/cm³，黏度为10~9500mPa·s，地下黏度为5~433mPa·s，除沙一段、胜坨一区沙二段4~6层等少数油层原油性质较好外，普遍较稠。地下黏度大于10mPa·s的原油储量占油田储量的54%。地下油水黏度比大，东营组为52~100，沙一段为10~36，沙二段上油组为10~52，沙二段下油组为36~80。在同一油层平面上，原油性质有顶轻翼重、顶稀边稠的分布规律。溶解气密度及重烃含量由下而上逐渐降低，甲烷含量则逐渐上升。溶解气密度沙二段为0.57~0.78g/cm³，沙一段为0.57~0.75g/cm³，东营组为0.57~0.59g/cm³，甲烷含量沙二段为81%~96%，沙一段为81%~97%，东营组为94%~98%。

油田水：一般为CaCl₂型、MgCl₂和NaHCO₃型，矿化度一般为6000~50000mg/L，沙三段可达100000mg/L以上。在纵向上，矿化度自下而上逐渐变低。

润湿性：各油层原始润湿性不同，沙二段上油组为偏亲油，下油组则偏亲水，随着注入水长期冲刷，偏亲油的油藏逐渐向亲水方向转化，原偏亲水的亲水程度增加。

油藏类型、油水界面：除沙三段外，各含油层系均为正常压力系统。压力系数为1.0~1.02，原始油气比为17~70m³/t，主力含油层系沙二段为低饱和油藏，地饱压差大，饱和压力和地饱压差分别为：东营组9.3~14.0MPa、4.0~6.7MPa；沙一段12.3~16.5MPa、

0.9 ~ 1.7MPa; 沙二段上油组 10.9 ~ 15.6MPa、4.5 ~ 9.0MPa; 沙二段下油组 6.5 ~ 11.2MPa、9.0 ~ 12.3MPa。

油藏除少数层系有较活跃的边水外,大多数油层边水能量较小。由于断层的遮挡作用,全油田无统一的油水界面,平面上一般呈现西低东高,可相差 10 ~ 130m 不等,纵向上随油层深度的变化油水界面各有不同。

第二节 开发简要历程

胜坨油田自 1964 年 5 月投入试采,1965 年 6 月投入正式开发,1966 年 6 月开始注水开发,至今经历了 6 个开发阶段。

依靠天然能量开发阶段(1965 年 6 月至 1966 年 6 月):该阶段主要任务是建立基础井网,进一步查明主要断层、油水分布关系,掌握油层岩性、物性、油性、电性变化及其相互关系。搞清边水能量、生产能力、合理开发条件及开发方式,为进一步全面开发做好准备。到本阶段末(1966 年 6 月),累计完钻各类井 112 口,其中完钻基础井 79 口。开井 48 口,其中自喷井 41 口,抽油井 7 口,日产油为 3112t,含水井 25 口,综合含水为 6.3%,采出程度为 2.54%。

初期开发阶段(1966 年 7 月至 1969 年 12 月):确定初步开发方案,沙一段、东营组油层暂不开发,沙二段油层全部动用,动用储量为 $3.6 \times 10^8 \text{t}$,分沙二段上油组及沙二段下油组两套层系注水开发,设计年产油能力为 $250 \times 10^4 \text{t}$ 。胜坨一区、胜坨二区于 1966 年 6 月至 1967 年 12 月投入注水开发,胜坨三区于 1968 年 3 月投入注水开发,到本阶段末,油田开油井 198 口,日产油为 7126t,综合含水为 12.8%,采出程度为 1.47%;开注水井 65 口,日注水平为 5877m^3 ,月注采比为 0.61。

扩建产能阶段(1970 年 1 月至 1974 年 12 月):该阶段新增动用储量 $3932 \times 10^4 \text{t}$,主要对胜坨二区沙二段和胜坨三区坨 28 断块细分开发层系,对部分单元钻新井完善井网,并投产沙一段和胜坨二区东三段(1970—1971 年)。本阶段共钻新井 386 口。油田年产量由 1970 年的 $333 \times 10^4 \text{t}$ 上升到 $473 \times 10^4 \text{t}$,建成年生产能力 $550 \times 10^4 \text{t}$ 。到本阶段末,油田开油井 564 口,日产油为 18175t,综合含水为 41.7%,采出程度为 5.87%;开注水井 121 口,日注水平为 14311m^3 ,月注采比为 0.41。

高速开发阶段(1975 年 1 月至 1981 年 12 月):该阶段新增动用储量 $129 \times 10^4 \text{t}$,已形成一定的生产规模,连续 6 年年产油量在 $600 \times 10^4 \text{t}$ 左右,1976 年年产油达到历史最高峰期 $643 \times 10^4 \text{t}$,本阶段油田含水上升较快,但通过强化注水工作、大幅度提高注水量、增加水驱储量、强化提液等增产措施,保持了稳产。本阶段末(1981 年 12 月),油田共开油井 620 口,日产油为 15252t,综合含水为 76.0%,采出程度为 14.48%;开注水井 264 口,日注水平为 57612m^3 ,月注采比为 0.87。

稳产开发阶段(1982 年 1 月至 1993 年 12 月):该阶段全面细分开发层系,加密井网,钻新井 1328 口;增强了油田稳产基础,同时,大量引进电潜泵生产,提高油田产液量,累计下电泵、大泵 549 口,年产液由 $2410 \times 10^4 \text{t}$ 上升至 $5358 \times 10^4 \text{t}$ 。1982—1985 年、1989—1992 年两次实施大规模水转油、改层系上产措施,平均年实施 205 井次。不断强化地质研究,运用三维地震资料,发现了外围及深层含油小断块,逐步投产了坨 103、坨 107、胜坨二区沙三段、坨 121、坨 123 等区块,新增地质储量 $1377 \times 10^4 \text{t}$,在高含水期及特高含初期

水阶段，保持年产油量 $400 \times 10^4 \text{t}$ 以上，稳产了 14 年。到阶段末，油田开油井 1109 口，日产油为 11432t，采出程度为 25.88%，综合含水为 92.4%；开注水井 538 口，日注水为 138923m^3 ，注采比为 0.91。

产量递减加快阶段（1994—1999 年）：油田综合含水于 1993 年 12 月达到 92.40%，油层普遍进入特高含水阶段，无论在层间，还是平面上，均已严重水淹，层内水淹厚度增加，稳产措施效果变差，无法弥补含水上升造成的产油量递减。该阶段恰逢国际油价在低位徘徊（20 美元/bbl 左右），钻新井经济效益下降，而井况问题却日益变差，套坏、套变井更新严重不足，该阶段新增套损井 477 口，造成井网进一步恶化，注采对应率由 81.5% 下降至 73.8%，注采比只有 0.85，严重制约着油田的稳产形势。本阶段新增动用储量 $1509 \times 10^4 \text{t}$ ，主要为低渗区块，接替能力较差，年产油量由上一阶段末的 $431.49 \times 10^4 \text{t}$ 下降到本阶段末的 $290.68 \times 10^4 \text{t}$ ，阶段含水由上一阶段末的 92.4% 上升到 94.39%。阶段末开油井 1363 口，日产油为 7968t，含水为 94.39%，采出程度为 30.24%，开注水井 782 口，日注水为 136014m^3 ，注采比为 0.95。

特高含水后期强化开采阶段（2000—2010 年）：本阶段的总体特征是储采不平衡下的高速开采。通过深化成藏规律研究，在高勘探程度的老油田，新增储量 $3445 \times 10^4 \text{t}$ ，累计建产能 $67.3 \times 10^4 \text{t}$ ，特别是发现了坨 142、坨 143 等区块优质储量 $1400 \times 10^4 \text{t}$ ，并进行了强化开采，平均采油速度达到 2.55%；老区开展精细油藏研究，实施了韵律层细分、井网重组及单砂体完善调整，共实施水驱综合调整方案 26 个，覆盖地质储量 $3.68 \times 10^8 \text{t}$ ，共钻新井 828 口，增加可采储量 $1076 \times 10^4 \text{t}$ ，提高采收率 2.93%；Ⅱ类油藏化学驱技术取得成效，投入储量 $0.54 \times 10^8 \text{t}$ ，阶段增油 $183 \times 10^4 \text{t}$ ；对动用程度低的东营组出砂油藏实施防砂提液，采液速度高达 20% 以上。胜坨油田连续 10 年保持产量相对稳定，但由于“十一五”后 3 年三采单元陆续转后续水驱，井网、井筒及地面设施老化矛盾集中爆发，本阶段末期，产量出现较大幅度递减，自然递减高达 20% 左右。阶段末开油井 1850 口，日产油为 5892t，含水为 95.73%，采出程度为 36.54%；开注水井 1021 口，日注水为 130114m^3 ，注采比为 0.94。

特高含水开发后期（2011 年以来）：为突破“三高三老化”的突出矛盾，探索出可持续发展路径。一是强化整装老油田剩余油定量刻画和描述，明确潜力方向，完成新一轮油藏描述区块 17 个，覆盖地质储量 $1.46 \times 10^8 \text{t}$ ；二是创新矢量开发技术，均衡高效的动用储量，实施了 15 个矢量开发调整方案，覆盖地质储量 $1.32 \times 10^8 \text{t}$ ，调整单元注采对应率由 72.3% 上升到 98.7%，自然递减降至 8.1%；三是实施投入优化，积极调整注水结构，年安排水井工作量 570 井次以上，通过治理，注水状况大幅好转，注水层段合格率由 39.5% 提高到目前的 73.1%；四是探索形成了适合胜坨油田开发特点的“组合增效”调整模式，以井组稳升促单元稳产，形成了 5 种“油水井一体化”的注采调整组合方式。通过以上工作，油田自然递减率控制在 10% 以内，探索出适合特高含水老油田进一步提高采收率的发展道路。

第二章 不同类型油藏渗流特征

油气田一投入开发，油藏中发生的最基本的过程就是多种流体在多孔介质中的渗流过程。只有正确认识和掌握油、气、水在油藏内的渗流规律及其特征，才能正确制定油气田的开发和调整方式，取得较高的采收率和良好的经济效益。

流体在油藏内渗流需要依靠某种类型的驱动能量，在驱动能量的作用下会产生相应的驱动方式。油藏内的驱动能量和驱动方式是制约流体渗流最基本的因素，需要加以认识和探讨。

第一节 油藏驱油能量和驱动方式

处于原始状态下的油藏，其内部就具有潜在的能量。这些能量在油藏开采时就成为驱动油层中流体的动力来源，另外人工增加油层能量（例如向油层注水、注气等），也是油层中的一种能量来源。

驱油流动的能量来自多方面，常常是同时受几种能量的作用。但在不同开发时期，驱油流向井底的能量必有一种是起主要作用的。根据起主要作用的驱油能量来源，可以分成以下几种。

一、含油区岩石和液体的弹性能形成的弹性驱动方式

弹性驱动方式就是油藏驱动的能量主要来自油藏自身弹性能量的驱动方式。当油藏投入开发时，油层压力下降，这时处于压缩状态的液体体积膨胀，同时储油层的孔隙体积缩小，就把石油驱向井中。这种驱动方式的生产特点是当采液量不变时，油层压力下降，油气比不变。

二、含油区溶解气的弹性能形成的溶解气驱动方式

溶解气驱动方式就是油藏开采的驱动能量主要来自于原油脱出的溶解气的膨胀能，只有当油藏压力下降到低于原油泡点压力的情况下，才可能出现溶解气驱动。溶解气驱动方式的生产特点是压力不断下降，油气比上升，当气体耗尽时又急剧下降，在开始阶段产量稳定，然后很快便转为下降。

三、气顶区的弹性膨胀能形成的气顶驱动方式

气顶驱动方式的主要能源是气顶的膨胀力。当油藏具有气顶（天然的或人工注入的）时，可以表现为这种驱动方式。气顶驱动方式的生产特点是生产比较稳定，压力逐渐下降，但下降的速度比溶解气驱缓慢得多，油气比也上升，同样也比溶解气驱要缓慢得多，在气顶气突入生产井后油气比将急剧上升。

四、油流本身的位能形成的重力驱动方式

重力驱动方式的主要能量来源是油层中原油的重力。重力驱动方式一般出现于油藏开发末期，这时其他能量几乎耗尽，重力的作用开始显现，油水在重力的作用下开始分异，油滴在浮力的作用下缓慢向上移动，并在油层顶部聚集，形成连续的可流动油，当油相聚集到一定程度，即可采用水压的方式将其驱出地层。这时油田的压力和油气比及产量都稳定在一个很低的水平上。

五、水压驱动方式

水压驱动方式就是油藏开采的驱动能量主要来自水压的能量（包括边底水和人工注入水）。若驱替原油的能量来自于边（底）水，则称作天然水驱；若驱替原油的能量主要来自于人工注入水，则称为人工水驱。

由于各种驱动方式的驱油能源不同，因而最终采收率也不同。一般情况下，水压驱动方式的驱油效率最高，采收率最大；而溶解气驱动方式的采收率最低。实际油田开发过程中驱动方式是可以转化的。

胜坨油田共有 6 套含油层系，即沙四段、沙三段、沙二段、沙一段、东营组和馆陶组，6 套含油层系基本上都与边水相连。虽然各套含油层系动用时间略有差别，但从开发历程来看，6 套含油层系的驱动方式却有着相似的特点，即由初期的弹性驱动为主向水压驱动为主转变。

各套含油层系开发初期，主要利用天然能量开发。这个阶段主要有两种驱动方式，即弹性驱动和天然水压驱动。除了东营组、沙一段等少数层系有较强的边水外，大多数油层边水能量均较弱，因此，在该阶段主要的驱动方式是弹性驱动。

以主力含油层系沙二段为例，天然能量开发阶段（1965 年 6 月至 1966 年 6 月）由于边水能量较弱，水侵系数不高 [胜坨一区沙二段为 $36.4 \times 10^4 \text{ m}^3 / (\text{a} \cdot \text{MPa})$ ，胜坨二区沙二段为 $53.4 \times 10^4 \text{ m}^3 / (\text{a} \cdot \text{MPa})$ ，胜坨三区沙二段为 $41.12 \times 10^4 \text{ m}^3 / (\text{a} \cdot \text{MPa})$]，油藏压力逐步下降。而从弹性产率来看，沙二段弹性能量也较弱（胜坨一区沙二段为 $23.4 \times 10^4 \text{ t/MPa}$ ，胜坨二区沙二段为 $54.50 \times 10^4 \text{ t/MPa}$ ，胜坨三区沙二段为 $21.3 \times 10^4 \text{ t/MPa}$ ），说明沙二段天然能量不足，需要人工及时补充能量。

因此，胜坨油田实施早期注水，及时由弹性驱动方式为主转变为由人工水压驱动方式为主，以获得较高的采收率。

虽然胜坨油田沙二段边水整体上不活跃，但少数几个具有活跃边水的单元，往往能获得较高的采收率，这些单元多为半封闭油藏，原油相对较稀，储层连通性好，活跃的边水能形成稳定的水压驱动，水线推进相对均匀，因而采收率较高。

近 5 年以来，胜坨油田开展了“边外注水”试验，主要针对半封闭油藏，在边水线外部部署水井排，形成人工强边水驱，一方面可以加强边水线附近储量的动用，另一方面可最大程度提高平面的波及系数，也取得了明显的效果。

第二节 储层岩石孔隙结构

储层岩石的形成，经历了十分复杂的地质过程，包括多种多样的沉积和成岩过程，其矿

物组成和胶结类型又各不相同,形成极其不规则和复杂的孔隙结构,孔隙度和渗透率等岩石物性参数是孔隙结构的宏观表征。

一、岩石孔隙度和渗透率

(一) 影响和控制孔隙度、渗透率的地质因素

孔隙度是衡量岩石孔隙空间储集油、气能力的重要量度,而渗透率则是岩石让流体通过能力大小的重要性质。影响和控制孔、渗等储层参数的地质因素如下:

1. 沉积环境

胜坨油田主要发育河流相、三角洲相、冲积扇、近岸水下扇和深水浊积扇等沉积类型。大量统计表明,储层沉积环境的不同是影响孔、渗等岩石物性参数的基本因素。根据不同类型储层的岩心分析,储层物性存在较大差异。其中,冲积扇储层属于近物源沉积,分选相对较差,岩石成分复杂,储层物性分布极不均衡,特别是渗透率分布存在较大差异,岩心分析孔隙度均值为28.3%,渗透率均值为458mD;河流相储层主要为牵引流沉积,分选相对较好,储层物性总体较好,但随河道砂体的沉积位置差异也存在较大变化,主河道物性好,河道边缘物性相对较差,岩心分析孔隙度均值为31.08%,渗透率均值为9560mD;三角洲相储层距物源较远,分选较好,粒度相对较细,储层物性较河流相差,岩心分析孔隙度均值为30.06%,渗透率均值为736.7mD;近岸水下扇主要为近物源重力流沉积,岩石粒度、成分都极为复杂,物性相对较差,岩心分析孔隙度均值为15.45%,渗透率均值为87.7mD;深水浊积扇储层多具有滑塌成因,搬运距离较远,岩石分选较好、粒度较细,储层物性较差,岩心分析孔隙度均值为20.6%,渗透率均值为33.61mD。

总之,由于沉积环境的不同,不同类型储层的颗粒大小、分选、磨圆及泥质含量也不同,从而导致储层物性存在差异。相比而言,河流相、三角洲相储层物性最好,冲积扇次之,近岸水下扇、深水浊积扇最差。

2. 成岩作用的影响

胜坨油田属于中、高渗透性油藏,成岩作用对孔、渗的影响比低渗透要小,但仍有相当影响。成岩作用主要包括压实、胶结和交代、溶解、溶蚀等作用,其中压实作用是最显著的作用类型。

以主力油层沙二段为例,油藏埋深可达1900~2400m。铸体薄片观察可知,最常见的压实现象是塑性颗粒的变形,如云母受挤压折弯或错断,泥晶碳酸盐颗粒受压变形,相邻的石英、长石等刚性颗粒嵌入其中,与之形成凹凸型接触。在泥质杂基含量较高的层段,由于泥质杂基具可塑性易变形,受压后挤入粒间孔,因而碎屑颗粒迅速被压实,粒间孔消失。在泥质杂基含量较低的层段,可见颗粒因压实而发生破裂,如石英、长石颗粒表面发育裂纹,生物壳也可见受压错断现象。部分层位的碎屑组分被压扁拉长,呈顺层定向排列。这都表明岩石经历了强烈的压实作用。

压实作用的结果使粒间孔减少,尤其是在泥质杂基含量高的层位,粒间孔的损失就更加明显。压实作用对砂岩孔隙破坏很大,造成的孔隙损失无法恢复。一般压实程度高的砂岩,不仅原生孔隙不发育,次生孔隙往往也不发育。在填隙物含量少的层位,尽管压实作用强烈,颗粒之间仍以点接触、短线接触为主,较为疏松。总体上,储层埋深越大,压实作用越强烈。

（二）水平渗透率和垂直渗透率

储层沉积时的层理性常使其垂直渗透率小于水平渗透率，以主力油层沙二段为例，该段油层由各种粒级砂岩组成，粒径一般都在 0.1mm 以上，即大部分都为细砂岩以上粒级组成。油层内粒级的变化形成各种层理。中砂岩以上粒级砂岩以大斜层理、交错层理为主；粉、细砂岩以水平层理为主；泥质粉砂岩中主要具微细水平层理。

通过对 330 块岩样的垂直渗透率和水平渗透率测定表明（图 2-1），渗透率大于 300mD 的储层，粒度较粗，泥质含量一般小于 5%，常发育大斜层理和交错层理，垂直渗透率虽略小于水平渗透率，但两者数值相近，而渗透率小于 300mD 的粉砂岩，泥质含量增至 5%~7%，水平层理相对比较发育，垂直渗透率和水平渗透率的差异增大。

（三）渗透率和孔隙度之间的关系

根据胜坨油田沙二段岩心分析的孔隙度和渗透率资料统计表明（图 2-2），对于胜坨油田的砂岩储层来说，在孔隙度值和渗透率的对数值之间存在着一定的正相关关系，即渗透率的对数值随着孔隙度的增加而增加。

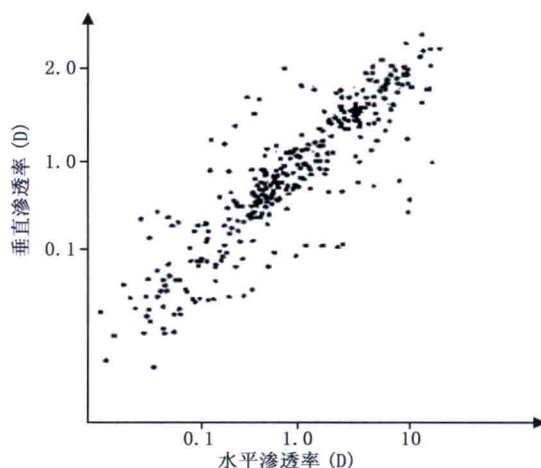


图 2-1 水平渗透率与垂直渗透率关系曲线

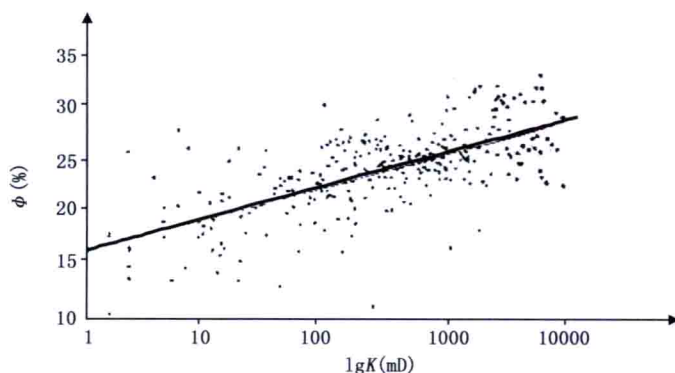


图 2-2 孔隙度与渗透率关系曲线

二、毛细管压力曲线形态和特征参数分析

统计分析胜坨油田共计 110 余块样品的压汞资料和物性资料表明，沙二段储层孔隙度主要介于 25%~32% 之间，属高孔储层。虽然孔隙度空间变化较小，但是渗透率的差异却很大。

综合分析孔隙度、渗透率和孔喉半径等参数，建立了具体的分类标准（表 2-1）。将沙二段储层的孔隙结构分为特高渗特粗喉型、特高渗粗喉型、高渗中粗喉型、中渗中喉型和低渗细喉型 5 种类型。

表 2-1 孔隙度、渗透率和孔喉中值的分类标准

孔隙度 (ϕ)		渗透率 (K)		孔喉中值 (R_m)	
类型	分类标准 (%)	类型	分类标准 (mD)	类型	分类标准 (μm)
特低孔	$\phi < 10$	特低渗	< 10	特粗喉型	> 25
低孔	$10 \leq \phi < 15$	低渗	$10 \leq K < 100$	粗喉型	$15 \sim 25$
中孔	$15 \leq \phi < 25$	中渗	$100 \leq K < 500$	中粗喉型	$10 \sim 15$
高孔	$25 \leq \phi < 30$	高渗	$500 \leq K < 2000$	中喉型	$5 \sim 10$
特高孔	$\phi \geq 30$	特高渗	$K \geq 2000$	细喉型	< 5

(一) I类：特高渗特粗喉型

这种类型的孔喉半径集中分布在 $25 \sim 63\mu\text{m}$ 之间，主峰值位于 $25\mu\text{m}$ 附近。孔喉半径大于 $25\mu\text{m}$ 的孔喉体积占总孔喉体积的 60% 以上；孔喉半径大于 $10\mu\text{m}$ 的孔喉体积占总孔喉体积的 80% 以上。渗透率一般在 8000mD 左右，有的甚至高达 15000mD。其毛细管压力曲线中间的平缓段明显，分选好，曲线偏向下方，排替压力小于 0.01MPa，束缚水饱和度低，一般小于 10%（图 2-3）。

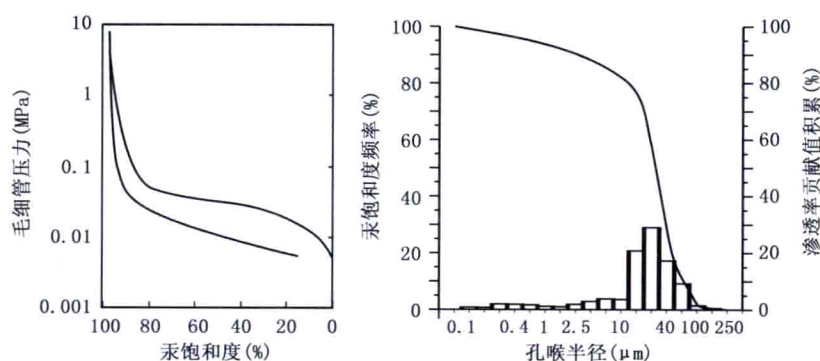


图 2-3 I 类孔隙结构

(二) II类：特高渗粗喉型

这种类型的孔喉半径集中在 $10 \sim 40\mu\text{m}$ 之间，主峰值位于 $20\mu\text{m}$ 附近，孔喉半径大于 $25\mu\text{m}$ 的孔喉体积占总孔喉体积的 20% ~ 40%；孔喉半径大于 $10\mu\text{m}$ 的孔喉体积占总孔喉体积的 60% ~ 80%。渗透率介于 1200 ~ 8000mD 之间，多数为 5000mD 左右。排替压力介于 0.01 ~ 0.03MPa 之间，束缚水饱和度低，一般在 10% ~ 15% 之间（图 2-4）。

(三) III类：高渗中粗喉型

这种类型的孔喉半径集中分布在 $6.3 \sim 25\mu\text{m}$ 之间，主峰值位于 $10\mu\text{m}$ 附近，孔喉半径大于 $25\mu\text{m}$ 的孔喉体积占总孔喉体积的 5% ~ 20%；孔喉半径大于 $10\mu\text{m}$ 的孔喉体积占总孔喉体积的 10% ~ 70%；孔喉半径大于 $4\mu\text{m}$ 的孔喉体积占总孔喉体积的 60% ~ 80%。渗透率介于 500 ~ 1200mD 之间。排替压力介于 0.03 ~ 0.08MPa 之间，束缚水饱和度一般为 10% ~ 20%（图 2-5）。

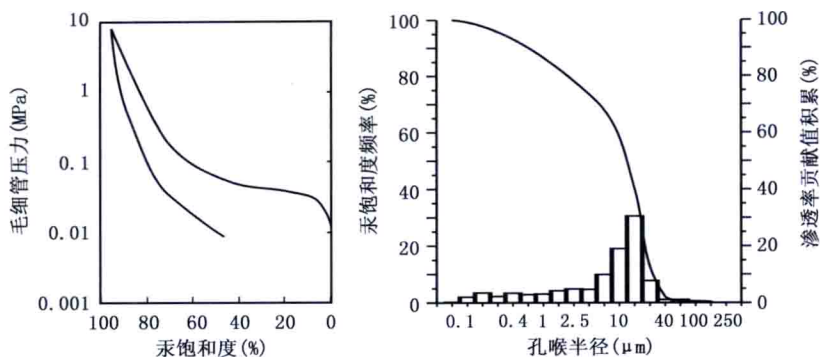


图 2-4 II类孔隙结构

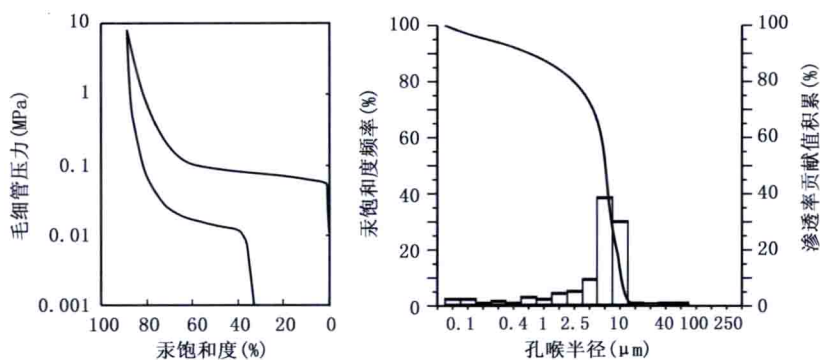


图 2-5 III类孔隙结构

(四) IV类：中渗中喉型

这种类型的孔喉半径集中分布在 $2.5 \sim 6.3 \mu\text{m}$ 之间，主峰值位于 $6.3 \mu\text{m}$ 附近，几乎不发育特粗孔喉和粗孔喉，孔喉半径大于 $10 \mu\text{m}$ 的孔喉体积占总孔喉体积一般不超过 10%，有的甚至低于 1%。渗透率小于 500mD，多数为 200mD 左右。排替压力介于 $0.08 \sim 0.5 \text{ MPa}$ 之间，束缚水饱和度一般大于 30%（图 2-6）。

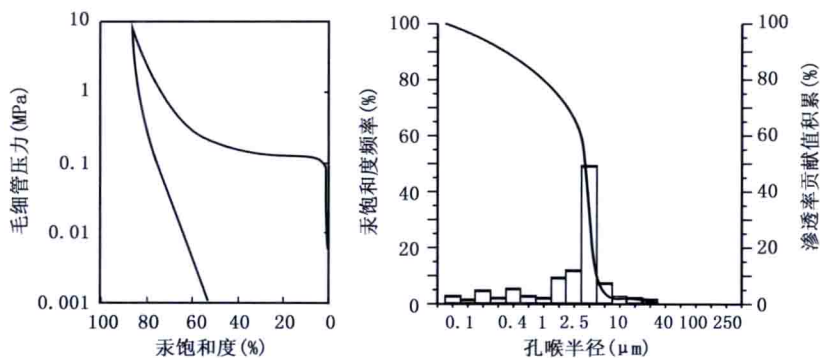


图 2-6 IV类孔隙结构

（五）V类：低渗细喉型

这种类型的孔喉分选不均一，无明显的单峰，而出现多峰，孔喉半径一般小于 $2.5\mu\text{m}$ ，主要以细孔喉为特征，孔喉半径大于 $4\mu\text{m}$ 的孔喉体积占总孔喉体积的比例一般介于 $10\% \sim 50\%$ 之间，但多数小于 30% 。孔隙度小于 20% ，渗透率小于 30mD 。排替压力大于 0.5MPa ，束缚水饱和度高，一般大于 30% ，甚至高达 50% （图 2-7）。具这类孔隙结构的储层一般多经历了复杂的成岩作用，岩石的孔渗性都较差。

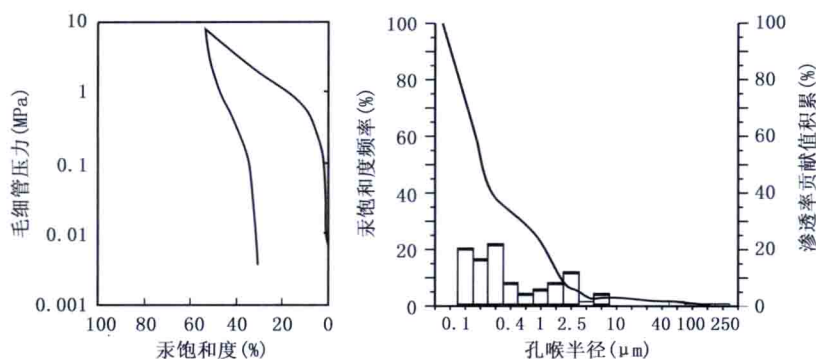


图 2-7 V 类孔隙结构

胜坨油田沙二段储层以 II、III 类孔隙结构为主，其次为 I 类、IV 类孔隙结构，V 类孔隙结构较少发育。

三、孔隙结构对驱油效率的影响

陆相油藏岩石的孔隙结构极其复杂，且与驱油效率的关系十分密切。分析毛细管压力资料表明，12 项孔隙结构特征参数与渗流和水驱油效率有关。经过对比分析，微观均质系数与水驱油效率的关系最为明显。

均质系数 α 不仅是表示储层孔隙结构的特征参数，而且也是影响水驱油效率的主要特征参数之一， α 与水驱油效率有着很好的线性关系。随着 α 值的增加，在同样的含水饱和度

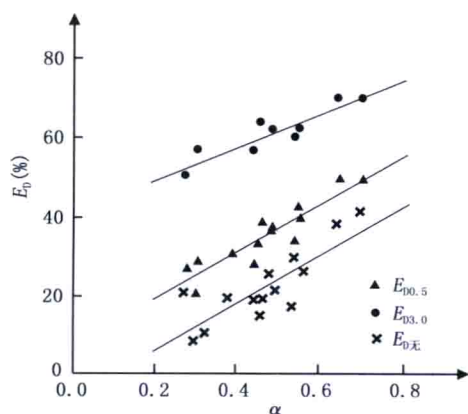


图 2-8 微观均质系数与水驱油效率关系图

S^* 值下的油相相对渗透率增加而水相相对渗透率降低，两条曲线的交点右移。这个现象说明孔隙结构好的岩石，随着水的推进、水饱和度增加时，油的相对渗透率下降慢，水的相对渗透率上升也慢，开发效果比较好。一般的趋势是 α 值越大，驱油效率值也越高（表 2-2、图 2-8）。

微观均质系数 α 的变化范围为 $0 < \alpha < 1$ 。其中， α 越大，岩样越均质； α 越小，岩样越不均质；当 $\alpha = 1$ 时，岩样的孔喉由单一尺寸的孔道组成，可视极端均质。沈平等以上述方法为主线，对全国范围的油藏进行分类评价，将全国的油藏分成好、较好、中等、较差和特殊 5 种类型。胜坨油田沙二段均质系数 α 平均为 0.59 ，属于第一类孔隙

结构好的油藏。

表 2-2 驱油效率计算值和实验室实测值对比

油田名称	α	μ_o/μ_w	S_{wc}	吸水	吸油	无水期驱油效率 (%)			注入 0.5 倍孔隙体积时的 驱油效率 (%)		
						实验值	计算值	差值	实验值	计算值	差值
纯化 (1)	0.330	12.47	29.48	35.00	5.00	18.89	22.18	3.29	29.40	35.31	5.91
纯化 (2)	0.274	12.47	29.48	35.00	5.00	18.89	19.03	0.14	29.40	32.88	3.48
胜坨 1-1- 检 53 (下)	0.588	8.00	31.00	29.64	2.07	40.00	44.26	4.26	52.39	50.21	-2.18
南阳 B21 井	0.410	7.00	34.60	10.00	0.00	29.91	34.20	4.29	41.60	41.70	0.10
南阳 V45 井	0.576	12.00	32.70	10.00	0.00	30.90	33.90	3.00	45.50	43.54	-1.96
青海 110 井	0.456	5.28	38.80	20.76	6.32	39.10	42.40	3.30	46.20	46.95	0.75
胜坨 1-1- 检 53 (上)	0.575	54.18	29.80	14.17	10.05	21.80	23.67	1.87	36.65	33.74	-2.91

第三节 油层岩石表面润湿性

在岩石—油—水系统中，润湿性是储层岩石孔隙表面与油、水两相及其中所含一些物质之间相互作用的结果。它不仅影响岩石中油、水两相的微观分布状态，而且也影响其渗流特征，并在很大程度上决定着残余油饱和度的大小及分布形态，从而影响水驱油采收率的大小。

一、胜坨油田岩石润湿性特点

胜坨油田岩石润湿性呈现两大特点。一是纵向上各油层的润湿性有明显的规律性：采用自动吸入法测定储层岩石表面润湿性，结果表明，馆陶组为亲水性；从沙一段到沙二段上油组砂层组为亲油性；沙二段下油组为亲油—亲水过渡段，如沙二段 4~7 砂层组为偏亲油—偏亲水；沙二段 8~15 砂层组即为偏亲水；沙三段到沙四段则为亲水性。

二是油层润湿性随水驱进程向亲水方向转化：表 2-3 为胜坨油田沙二段润湿性数据，从中可以看出，胜坨油田 1966 年注水前，沙二段 1~3 砂层组为偏亲油，8 砂层组为偏亲水。1979 年以前，沙二段 1~3 砂层组为偏亲油—偏亲水—亲水，8 砂层组为亲水。1980 年后，上、下油组全部亲水，即随着注水量的增加，岩石表面润湿性发生变化，由偏亲油转化为亲水。其原因是由于注入水长期水洗，对油层岩石颗粒之间或岩石表面上的极性物质、黏土矿物、盐类等物质起到了机械冲刷和分散溶解等物理化学作用，使其极性物质（非烃和沥青质）含量明显下降，含氧化合物含量增高，大部分黏土矿物被冲走或冲散，岩石表面吸附能力减弱，恢复其本身所具有的亲水性，因此，使胜坨油田岩石表面润湿性由偏亲油向亲水方向转化。

表 2-3 胜坨油田沙二段润湿性数据表

区号	井号	砂层组	1966 年以前				1979 年以前				1980 年以后				结 论		备 注	
			块数	平均值		润湿性	块数	平均值		润湿性	块数	平均值		润湿性				
				吸水 (%)	吸油 (%)			吸水 (%)	吸油 (%)			吸水 (%)	吸油 (%)					
Ⅱ	2-2-观 18	2	2	12.2	33.6	偏亲油										上油组	下油组	油
		3	6	14.2	26.7	偏亲油												
		8	2	17.2	9.7	偏亲水												
Ⅲ	3-5-观 1	1	2	8.3	31.1	偏亲油										偏亲油	偏亲水	基
		2	8	11.5	22.9	偏亲油												
		3	11	13.4	25.8	偏亲油												
		8	18	13.2	12.5	偏亲水												
Ⅰ	1-1-J53	1					15	18.6	7.6	偏亲水						偏亲油— 亲水	亲	密 闭
							7	5.1	22.7	偏亲油								
		2					7	6.3	1.0	亲水								
							5	3.1	19.1	亲油								
							3	54	16.5	2.8								
Ⅱ	2-J3-14	1					1	9.9	3.2	亲水								
		3					6	17.9	2.1	亲水								
		8					24	9.5	0.5	亲水								
		Ⅰ					1-1-91	1	12	5.4								
3	15							12.5	0.0	亲水								
Ⅲ	3-6-99	1					8	6.9	0.0	亲水								
		2	24	2.1	1.8	中性												
		8	34	26.2	0.0	亲水												
		Ⅱ	2-2-J1402	1					6	8.85	0.0	亲水					亲水	亲 水
3	10			12.1					0.3	亲水								
8	18			26.8					0.0	亲水								
2-3-J1502	1		8	6.5					0.0	亲水								
	2		7	24.9					0.0	亲水								
	3		11	19.1					0.0	亲水								
	8		21	31.8					0.0	亲水								
2-2-J1502	1		4	6.8					0.0	亲水								
	3		4	21.5					0.0	亲水								
	8		20	34.7					0.0	亲水								

二、润湿性对水驱油效率的影响

润湿性对水驱油效率的影响，主要体现在毛细管力的方向和大小的变化上。胜坨油田物理模拟和数值模拟结果表明（表 2-4 至表 2-7、图 2-9），随着润湿性从亲水—偏亲水—