

第十一章 储层水淹机理与剩余油分布规律

储层水淹机理与水淹规律是剩余油分布研究的前提,而剩余油分布规律研究是油田提高采收率对策的根本依据,对高含水油田和低渗透油田研究意义重大。本章将以储层地质学为指导结合我国油田开发实际,对储层水淹特征、水淹层及剩余油分布研究方法、微观和宏观剩余油分布规律作重点介绍。

第一节 储层水淹级别划分

注水油田开发过程必然经历含水率从无到有,并逐渐增大的过程,在这一过程中产油量变化经历三个必然阶段:开始上升阶段、稳定阶段、后期下降阶段。图 11-1 表示油田开发早期、中期和晚期阶段含水率和产油量的变化规律。正因为如此,常规油田的开发通常以含水率(f_w)的大小为标准来划分和描述水淹层级别,并在实际应用过程中经常分为 4 个水淹层级别:油层(未水淹层) $f_w \leq 10\%$,弱水淹层 f_w 为 $10\% \sim 40\%$,中水淹层 f_w 为 $40\% \sim 80\%$,强水淹层 $f_w > 80\%$ 。但是,由于油田情况千差万别,尤其是对开发晚期油田、低渗油藏、稠油油藏、缝洞型储层油藏等非常规油藏而言,储层水淹级别的划分和水淹特征要考虑油田实际。

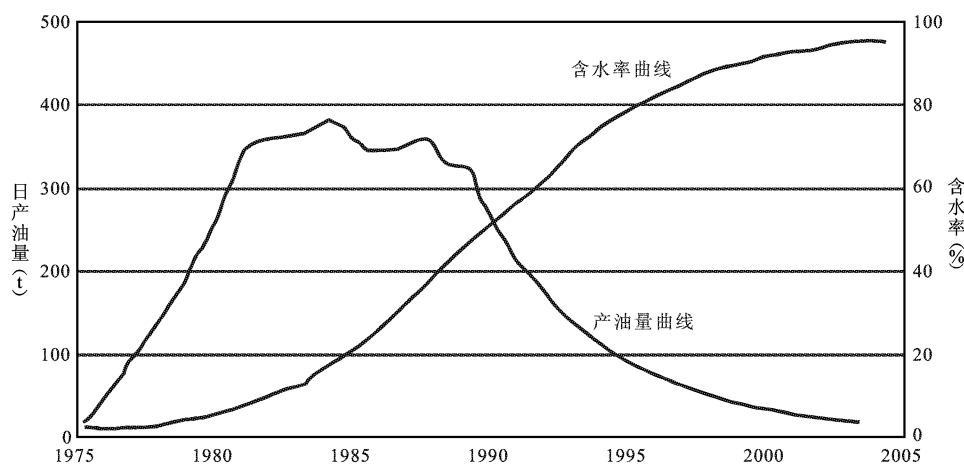


图 11-1 某油田开发阶段综合含水率和日产油量随时间的变化曲线示意图

孤岛油田由于开发周期长,资料丰富,水淹程度高,储层结构变化规律大,油层特高渗等特点,划分出了 6 个水淹层级别分别是油层($f_w \leq 10\%$)→弱水淹($10\% < f_w \leq 40\%$)→中水淹($40\% < f_w \leq 60\%$)→较强水淹($60\% < f_w \leq 80\%$)→强水淹($80\% < f_w \leq 90\%$)→特强水淹($f_w > 90\%$)。孤岛油田主力储层的水淹过程可以定性的划分为三个阶段:① 1990 年以前;② 1990—1994 年;③ 1994 年以来,然后依据自然电位、电导率、电阻率和微电极测井曲线的变化特征(表 11-1)对水淹层进行定性判别。

表 11-1 孤岛油田馆上段水淹层测井响应特征(宋万超,2003)

测井响应特征	油层	弱水淹层	中水淹层	较强水淹层	强水淹层	特强水淹层
自然电位基线偏移	不偏移	平均偏移量较小	偏移且平均偏移量较大	偏移且平均偏移量最大	平均偏移量较大,偶见正偏移	平均偏移量有所减小,有正偏移
自然电位幅度	负异常幅度最大	负异常幅度大	比弱水淹层的幅度有所减小	负异常幅度明显减小	负异常,且幅度小	负异常,且幅度小,偶见正异常
地层电阻率	数值大于 $20\Omega \cdot m$,且曲线平滑	数值较大,一般 $15 \sim 25\Omega \cdot m$,锯齿和尖峰曲线	$10 \sim 20\Omega \cdot m$,曲线尖峰状,且电阻率 $> 20\Omega \cdot m$	$R_t = 5 \sim 15\Omega \cdot m$,尖峰幅度减小,曲线开始圆滑	数值减小,一般 $5 \sim 15\Omega \cdot m$,尖峰不明显	数值小,一般 $3 \sim 12\Omega \cdot m$,形态圆滑
感应电导率	数值一般小于 $150m \cdot \Omega^{-1}$,且形态平直	数值较小,一般 $80 \sim 210m \cdot \Omega^{-1}$,曲线圆滑	数值增大,一般 $9 \sim 220m \cdot \Omega^{-1}$,有尖峰和锯齿	数值增幅较大,一般 $110 \sim 250m \cdot \Omega^{-1}$,尖峰变尖	一般 $140 \sim 260m \cdot \Omega^{-1}$,有突出的圆峰	数值最大,可达 $190 \sim 310m \cdot \Omega^{-1}$,形态圆滑
微电极	幅度差最大,一般 $> 1.5\Omega \cdot m$	比油层的幅度差减小	幅度差减小明显	幅度差较小	幅度差小	幅度差最小

孤岛油田主力储层的不同水淹级别有如下特征(宋万超,2003):

(1)油层。未被水淹,或水淹程度相当轻。因此,自然电位基线基本不发生偏移,其异常幅度较大,电阻率值较大,感应电导率直小且平滑,微电极幅度差大。在研究区,纯油层绝大多数出现在 1990 年以前,而 1990 年以后出现纯油层的情况较少。同时纯油层绝大部分分布在河床亚相的边滩微相、心滩微相,而在其他相带较少出现。

(2)弱水淹层。弱水淹层的自然电位基线的负向偏移出现的概率最大,且偏移量也较小,自然电位负异常幅度减小,电阻率减小。反映在感应电导率曲线上数值有所增大,厚层砂岩的感应曲线形态由平滑向圆滑过渡,而薄层砂岩则可能出现圆峰微电极幅度差有所减小。从时间上看,1989—1991 年出现的概率最大,1992 年以后较少出现,弱水淹层在边滩微相出现的概率最大,这正说明注入水道先沿孔隙喉道半径大的、储层物性好的方向水淹。

(3)中水淹层。中水淹层自然电位异常比弱水淹层小,电阻率减小,尖峰明显,感应电导率数值增大,锯齿化明显,微电极幅度差减小。从时间上看,1990—1991 年出现的概率最大,1992 年以后仍时有出现,沉积相带以边滩微相占绝对多数,中水淹情况在本区出现的概率最小,时间持续最短。

(4)较强水淹层。自然电位基线向负向偏移较大,同时其异常幅度减小。与油层相比,电阻率明显降低,感应电导率数值增大,形态变尖,微电极幅度差减小。从时间上来看,1990—1993 年出现的概率最大,1989 年以前几乎没有出现,沉积相带以边滩微相为主,同时有相当一部分天然堤微相储层被水淹,证明随着注水过程进行,注入水已逐步向物性差的储层注入开始驱替差储层中的油。

(5)强水淹层。自然电位基线偏移幅度较大,偶尔出现正向偏移,同时,自然电位的幅度减小,电阻率数值更小,呈尖峰状,微电极幅度差减小明显。从时间上看,1990—1994 年出现的概率最大,沉积相带以边滩微相为主,天然堤微相比例增加。

(6)特强水淹层。含水率大于 90%的为特强水淹层,此时由于水淹程度较强,自然电位基线偏移量有所减少,自然电位的异常幅度明显减少。甚至出现正异常,从时间上看,1993 年以后出现的概率较大。相带仍以边滩为主,但天然堤微相占有相当比例,说明注入水已经将大部

分较差储层中的油驱替出来了。

除了定性分析水淹级别之外,采用单井测井和测试、实验室测试、井间测试、动态分析等技术方法可以做到定量分析剩余油饱和度,进而确定水淹程度。

第二节 水淹储层剩余油饱和度测量技术

从宏观上讲,剩余油饱和度测量方法分单井、井间和物质平衡法三种,通过这些方法基本可以达到定量分析剩余油饱和度的目的,为剩余油的分布研究打下基础。Chang(1988)提出了在一定井筒和储层地质条件下选择测量方法的标准如表 11-2 所示。

表 11-2 各种剩余油饱和度测量方法的优缺点(Chang,1988)

确定方法		研究深度	优点	缺点	
取心	常规	<25.4cm	应用广泛	难于取到地层剩余油饱和度数据	
	密闭式	<25.4cm	准确度高	(1)适用于新井 (2)岩心回收率变化大	
	海绵式	<25.4cm	准确度较高价格不高		
反排示踪试验		7.61~2.2m	准确度好到优 可测量大厚度 测量体积可以控制	要求精确的解释程序 要求测试层相对均质 仅能测平均剩余油饱和度	
测井	电阻率测井	常规	0.61~15.2 m	应用广泛,研究半径大	准确度差
		LIL	6.1~15.2 m	准确度高	
	核磁测井 NML	常规	0.61 m		仅适用于重油
		注测	0.61 m	直接测量剩余油饱和度	
	介电常数测井	常规	0.3~0.61 m	能在各种含盐度条件下测量	准确度差
	电磁传播测井 EPI	LIL	5.1 m	能在各种含盐度条件下使用,垂直分辨率低	研究半径短
	脉冲中子捕获测井 PNC,或热衰变时间测井(TPT),或中子寿命测井(NLL)	常规	17.8~61cm		准确度差
		LIL	17.8~61cm	准确度高	
		LIL(化学)	17.8~61cm	难度对孔隙度高低没有要求	要求注入 3 次
		LIL(氯化油)	17.8~61cm	可测可动油饱和度	要求注入 4 次
	C/O 伽马射线测井	常规	22.9cm	可在各种地层含盐度情况下使用	精确度待研究,性能不稳定
		LIL(冰)	22.9cm	可在各种地层含盐度情况下使用	
		LIL(水/化学)	5.1~10.2cm	应用广,垂向分辨率高	准确度不高,在第二次测井前很难消除放射性的影响
		密度(常规和 LIL)	15.2cm	适用于各种油井条件,测量半径大	垂向分辨差,注采时间长
试井方法	有效渗透率方法	油井排泄范围		准确度低	
井间剩余油饱和度	电阻率	井与井的间距	井间剩余油饱和度	油田试验,需改进	
	井间示踪	井与井的间距	井间剩余油饱和度	测试时间长	
	原油驱替	井与井的间距	井间剩余油饱和度	测试时间长	
	总压缩率	井与井的间距	井间剩余油饱和度	准确度低	
	测水比	油井排泄范围	计算简单	准确度低	
物质平衡法		整个油藏	计算简单	需要准确的油藏和生产数据	
生产模拟		整个油藏	提供区域剩余油饱和度	准确度低	

(一)单井剩余油测量技术

取心分析、返排示踪试验(backflow tracer test)、测井、单井压力瞬变分析等方法,由于只测量一口井,所以属于单井剩余油测量方法。

1. 岩心分析法

岩心分析是室内直接测量方法。根据所使用的取心工具,岩心饱和度分析分三类:常规取心、密闭取心和海绵取心。

常规岩心分析测得的剩余油饱和度一般较现场测井方法得出的值偏低。剩余油饱和度值偏低的原因,是在取心过程中岩心到达地面时压力降低形成一定数量的原油逸失造成的。为此,常采用修正方法,但可信度仍偏低。密闭取心方法解决了这类问题。密闭取心方法可保持岩心的原始压力,直到岩心内流体冷却凝固。密闭取心可得到准确的剩余油饱和度剖面。处理压力从几 MPa 到 41.4MPa 多个等级。岩心回收率从 51%(软地层)到 70%(胶结地层)。海绵取心是把常规取心筒换成海绵衬套。海绵衬套是由油润多孔聚氨脂海绵组成。从岩心中渗流出来的原油被海绵吸收,在计算原油饱和度时把这部分油折合成孔隙含量。这种方法测得的原油饱和度接近于密闭取心测量值,但成本与常规取心近似。

泥浆成分和取心筒结构是取心技术成败的关键。泥浆体系应具备比重轻、失水低以及在平衡钻进情况下,不会造成原油流失。

2. 返排示踪试验

返排示踪试验是向试验井内注入原示踪剂(乙酸乙酯)。关井反应后,部分示踪剂水解形成再生示踪剂,待油井生产后,监测这两种示踪剂的浓度剖面。因为油水系统分配系数不同(partition coefficient),两种示踪剂返排速度也不相同。根据返排的时间差,用模拟示踪试验的计算机程序确定剩余油饱和度。这种示踪方法与密闭取心和数字模拟方法相比,测量误差为 $\pm 2\% \sim \pm 3\%$ 。

3. 测井

测井是现场上运用最广泛的测量剩余油饱和度的方法,用来获得可靠的剩余油分布剖面,评价开发现状。每一种测井方法有其优缺点。根据井筒条件又可分为裸眼测井和套管井测井。

裸眼测井通常包括电阻率测井、核磁测井、电磁传播仪测井及介电常数测井。

电阻率测井(resistivity log)运用得比较广泛,因为它成本低,测井的深度较大。根据电阻率测量结果,然后用阿尔奇(Archie)公式计算出原油饱和度。

$$S_w = \left(\frac{R_w \Phi^m}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}}$$

式中: S_w ——含水饱和度;

R_w ——地层水电阻率;

R_t ——直电阻率;

Φ ——孔隙度百分数(%);

M ——岩性指数;

n ——饱和度指数。

但是在地层参数(孔隙度、胶结指数、饱和度指数、黏土含量、地层温度和压力)发生变化时,常造成常规电阻率测井不能用来确定剩余油饱和度。Murphy 等人在 1973 年提出了一种

提高电阻率测井解释精度的办法。具体办法是,地层测井后,注入化学剂驱替原油,紧接着注入地层水段塞,再对地层进行测井,最后根据饱和度指数,确定剩余油饱和度。这种方法叫测井—注入—测井方法(LIL)。采用这种方法,可使电阻率测量精度达到 $\pm 2\% \sim \pm 5\%$ 。

核磁测井(nuclear magnetism log)是一种潜在的最准确的现场测量剩余油饱和度的方法。这种仪器在注入顺磁离子信号后,直接测量剩余油饱和度。核磁测井的准确度很大程度上取决于孔隙度的大小和信噪比。因为核磁测井是直接测量原油饱和度,所以消除了叠加误差,并可确定系统误差。粘度很高的原油对核磁测井信号不反应,因此,重油饱和度可以用水的核磁信号进行测量。

电磁传播测井(electromagnetic propagation tool)是测量电磁波(1.1kHz)通过地层时的相偏移及衰变速率来确定剩余油饱和度。这种电磁传播仪与电阻仪相比,对盐度的变化不敏感,可以在地层水含盐度未知的地区使用。电磁传播仪可以在电阻测井不能提供相一致的含水饱和度的情况下使用。一般来说,电磁传播仪对薄层解释精度高,测量深度仅5cm。因此,若近井地带受污染,将严重影响测量精度。为了提高电磁传播仪的测量精度,可在室内确定储层岩石和流体的介电性质,以及影响电磁传播仪测量的各种因素。但是,不同岩石基体流体的介电性质是不能搞得十分清楚的。电磁传播仪作为一种有效的剩余油饱和度测量技术的成功与否关键取决于解释模式。

介电常数测井(defective constant log)与核磁测井的原理相同。介电常数测井仪利用频率范围16~60MHz的电磁波确定剩余油饱和度。介电常数测井仪同样也能分辨出油和水的含量,不论是淡水或是盐水。这种介电常数测井的测量精度是 $\pm 6\% \sim \pm 9\%$,测量深度为0.4~1.7m。目前正在研究取代核磁测井和介电常数测井的单频波测井,开发研制宽频带电磁波测井仪。频率低衰减慢,探测深度大。

套管井测井:脉冲中子捕获测井(pulsed neutron capture log)、碳/氧比测井(carbon/oxygen log)、密度测井(gravity log)、伽马射线测井(gamma ray log)等都适宜套管中测井。脉冲中子测量地层的捕获截面,该截面为岩石基体和岩石孔隙内流体各组分截面的总和。因为岩石基体截面未知,所以常规脉冲中子测量剩余油饱和度就受到限制。捕获截面是发射出的热中子吸附量的量度。脉冲中子捕获测井也叫热衰变时间测井(TPT)或中子寿命测井(NLL)(图11-2)。

后来研制出了测—注—测工艺,使得这种方法可用于测量剩余油饱和度。方法是注入一种可对比的盐水,这样就不需要基岩和剩余油的捕获截面。由于研制出了这种技术,接着继续研究提高这种方法的测量能力。现场使用测量剩余油饱和度,获得了很好效果。脉冲中子捕获测井的主要优点是测量套管井的剩余油饱和度的精度高($\pm 2\%$)。

C/O比测井(carbon/oxygen log)是测量一定元素像C/O和CaSi的相对含量(图11-3)。在过去几年里,对这种仪器进行了许多革新,可进行油田剩余油饱和度的测量。因为C/O比测井对井筒和地层水中氯离子含量不敏感,所以C/O比测井可以用于脉冲中子捕获测井不适应的地区。测—注—测技术也可与C/O比测井结合使用,在美国几个油田实测后准确度很高。

密度测井(gravimetric log)是测井仪通过测量筒,测量半径为1.3m的地层体积密度。然后用基岩密度、水密度、原油密度、地层孔隙度及体积密度确定剩余油饱和度。现场用密度测井结合电阻测井,用体积密度和Archie公式的瞬时解确定剩余油饱和度。

已经研制出测—注—测技术用于密度测井来确定剩余油饱和度。

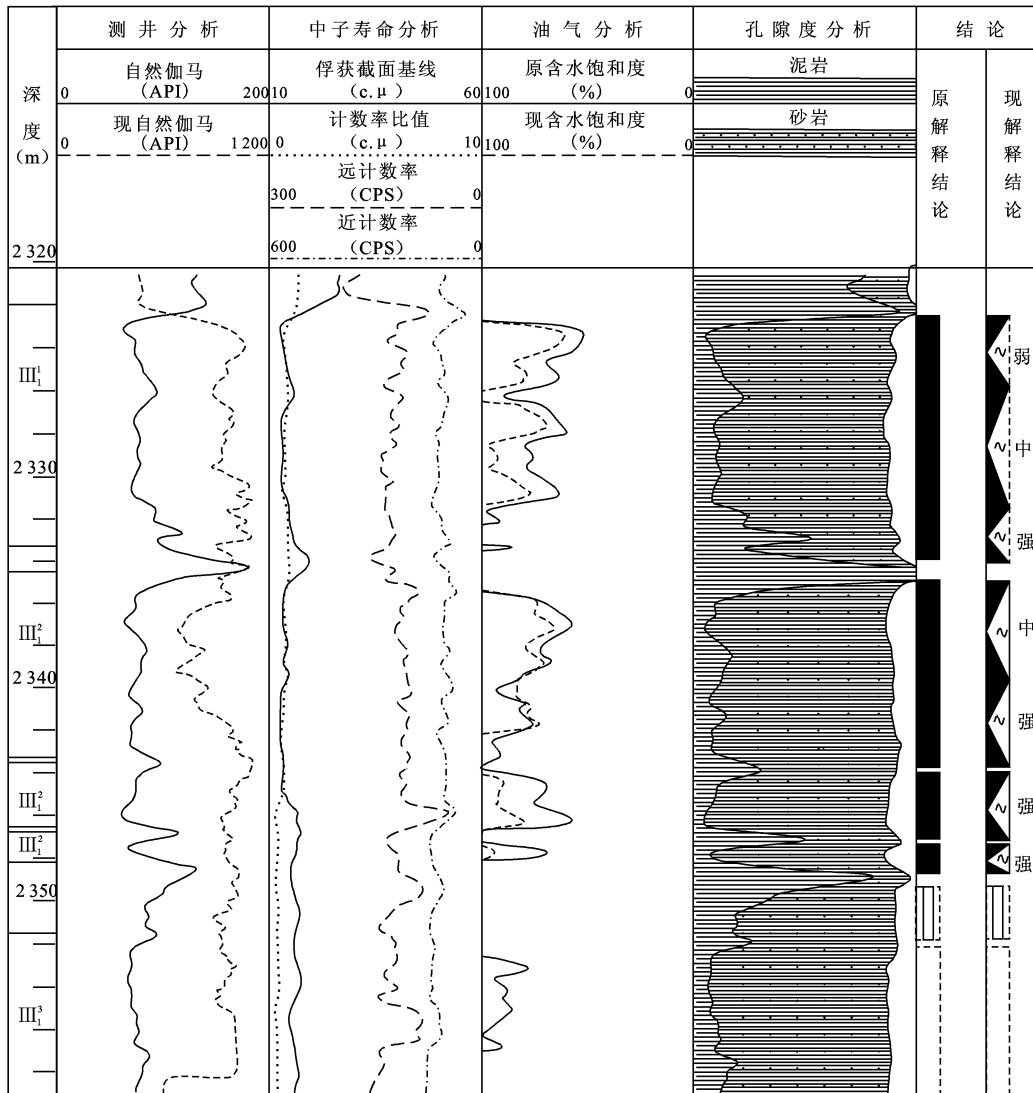


图 11-2 宝浪油田 1303 井中子寿命测井图

对于孔隙度高、油水密度较高的地层，密度测井测量得出的剩余油饱和度误差达±8%。伽马—注水测井的测量方法是，首先获得中子伽马基线，然后注入放射性示踪溶液，再次测井。放射性示踪盐水驱替地层水不充分，是造成误差的主要来源。这种方法现场没有使用。

4. 单井压力瞬变试井

试井方法是根据油井压力瞬变试井和室内岩心试验测得的相对渗透率求得估算有效渗透率。因为油/水相对渗透率是水(或油)饱和度的函数，所以可以使用试井方法估算有效渗透率求出原油饱和度，即剩余油饱和度。

(二)井间剩余油饱和度的测定方法

目前已研究出用产生电流和测试电势的方法测量油田上一对裸眼井之间的地层电阻。使用泊松公式，根据电流和电势测量值确定流体饱和度分布。Cooke 研制出了井组示踪试验测

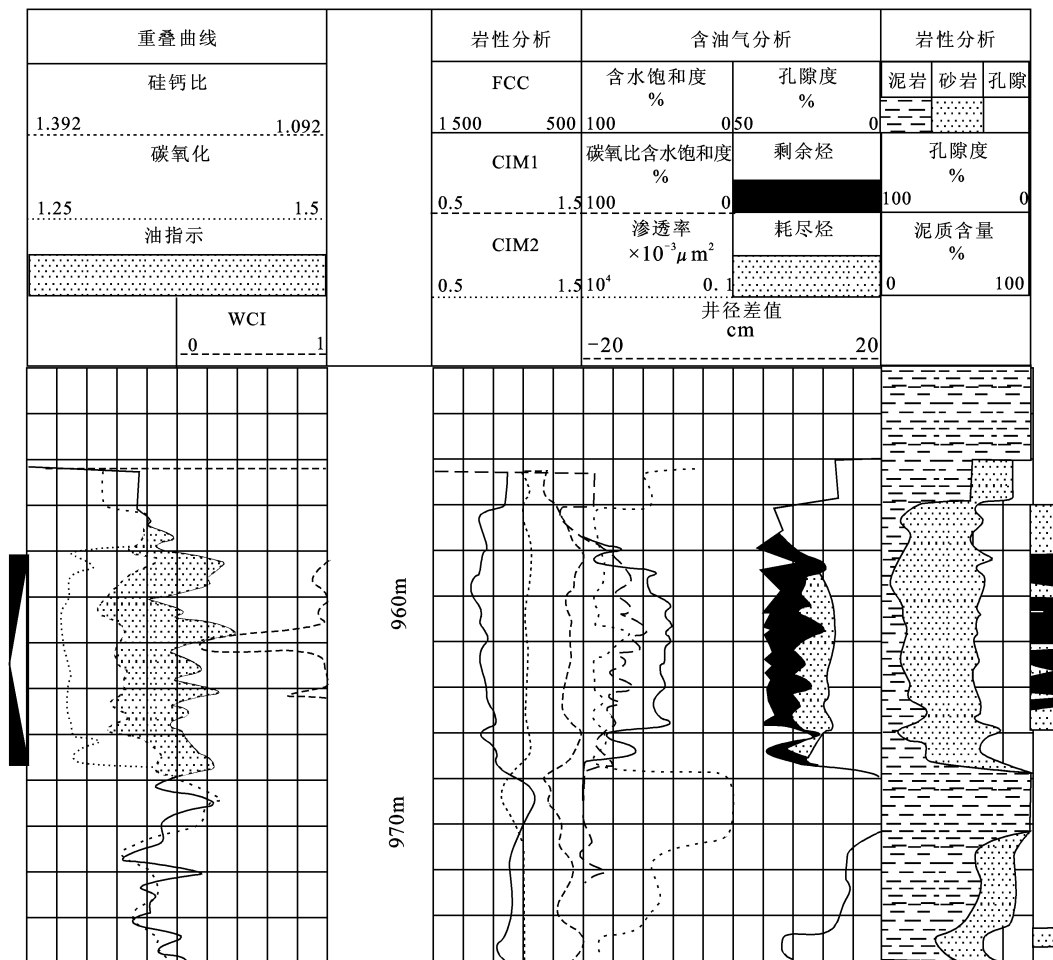


图 11-3 孤岛油田某井 C/O 测井解释成果图(宋万超,2003)

试井间的剩余油饱和度,方法是注入 2 种或 2 种以上在油水中不同分隔系数的示踪剂。当示踪剂流经油层时,一种示踪剂比其他种示踪剂滞留得更多。用在观察井中测试这些示踪剂的分离程度可以确定井间剩余油饱和度。

根据多井试井方法计算出总压缩系数,也可以确定井间剩余油饱和度(如干扰试井和脉冲试井)。这种方法一般准确度较低,因为很难得到准确的孔隙体积压缩系数。根据相对渗透率的值确定井间剩余油饱和度的另一种方法是生产油水比方法。此方法是采用试井曲线法,根据相渗流公式及生产数据确定剩余油饱和度,同时根据各口井的油、气、水饱和度绘制剩余油分布图。

(三)物质平衡法

物质平衡计算法是从原始油藏储量中减去已采油量所剩原油含量的一种平均估算法,使用体积或物质平衡法计算地层原始储量,包括动态分析、数值模拟等。物质平衡法的计算结果不准确,原因是:①最终计算剩余油饱和度时,油藏体积误差;②整个油藏的平均剩余油饱和度的误差。理论上与物质平衡方法相当的计算机模拟,对确定剩余油分布非常有用。

另外,最新开发的四维时移地震技术也可以确定宏观油层的剩余油分布状态。

第三节 水淹储层微观剩余油分布

一、剩余油在孔隙和喉道中的赋存状态

油藏孔隙内的剩余油状态可以说是千姿百态,受储层结构、敏感性矿物、润湿性、含油饱和度的变化影响较大。常见的赋存状态有孤岛状、索状、珠状、悬垂环、簇状油块等(罗蛰潭,1986,图 11-4)。

(1)珠状、棒状(图 11-4A、C):主要存在于亲水岩石粒间孔中。它们是在水驱过程中,油被卡断而被水包围形成的,长棒状主要是运移过程中被卡断而存在于细长孔隙中。这种油珠难以克服驱敏效应产生的阻力,而被滞留在孔隙中,分布很广。

(2)条带状(图 11-4B):主要分布于纹理发育的非均质油层中,粒度较粗的纹层物性较好,水驱进行得彻底,而粒度较细的纹层物性较差,形成带状剩余油,分布有限。

(3)环状(图 11-4D):主要是在孔隙结构较均匀的油层中,油水均匀推进,在亲油的岩石表面形成环状剩余油分布,分布较局限。

(4)连片状(图 11-4E):主要是由于水驱过程中非均匀推进、舌进、绕流而成,部分地方水驱进行得彻底,孔道内无剩余油存在,而部分非均质严重的地方形成连片剩余油分布,局部分布。

(5)网络状:几乎所有的孔隙网络中均被剩余油所占据,主要存在于细小孔道、粒内溶孔和未被波及的中低渗透区局部。

(6)凝块状(图 11-4E):主要存在于粒间小孔内。在常压驱替速度下未能将油排驱,而滞留在孔内形成,分布较广。

二、水驱油过程

油水在岩石孔隙空间的分布不仅与油水的饱和度有关系,而且还与润湿相有关。非润湿相驱替润湿相称为“驱替过程”,随驱替过程,润湿相饱和度降低;而润湿相驱替非润湿相则称为“吸吮过程”,随吸吮过程,润湿相饱和度增加。例如,亲水岩石水驱油为吸吮过程(图 11-5 上),即岩石首先为水饱和,随后水将油赶走,在颗粒表面留下了一层水膜,最后水又来驱油,饱和顺序是水—油+水;而亲油岩石水驱油则为驱替过程(图 11-5 下),岩石孔隙中首先为油饱和,水是后来的,饱和顺序是先油后水。

在微观非均质孔隙介质中,水先驱出油层内最大孔隙中的油,而后驱出的和滞留而驱不出来的都是小孔隙中的油。但这些小孔隙内的残余油在排除毛细管力条件下不会丧失流动的能力。孔隙介质的水驱油效率与它的渗透率、孔隙度大小分布有关,同时也与原油粘度和润湿特性有关。在亲水的高渗透、高孔隙介质中,当原油粘度低时,驱油效率可能达到 80%~90%。

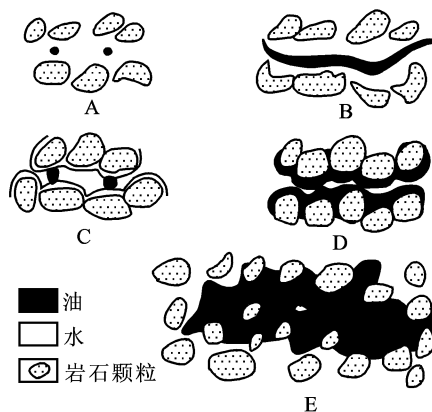


图 11-4 剩余油在孔隙中的赋存状态
(罗蛰潭等,1986)

在低渗透的部分憎水孔隙介质中,当原油粘度偏高时,驱油效率为 50%~65%;在完全憎水油层中,驱油效率不高于 25%~40%。同时用高压气、碳酸气和胶束溶液进行混相驱油时,其驱油效率可达 95%~98%。油层的宏观非均质性是油层注水和排油的波及程度不充分的原因之一。水淹油层内的薄层,透镜体及直接与水淹层带接触的或被不渗透透镜体和薄层相隔开的区块仍含油。

如图 11-6 所示的并联孔喉,具有共同入口 A 和出口 B。在入口和出口的压差($P_A - P_B$)的作用下,水开始进入并联孔道内,如图 11-6(1)所示。在岩石亲水条件下,毛细管力为动力。若压差($P_A - P_B$)过小,则毛细管力占优势,细孔道的毛细管力大于粗孔道的毛细管力,则细孔道的油水界面前进速度快于粗孔道[图 11-6(2)],并且细孔道的油水界面优先到达并联孔道的 B 端,这样粗孔道中部分油被滞留[图 11-6(3)]。若压差($P_A - P_B$)较大,粘滞力占优势,此时粗孔道的油水界面前进速度比细孔道油水界面前进速度快,且优先到达出口 B 端,这样细孔道中的油则易被滞留在孔道中[图 11-6(4)]。对于岩石亲油条件时,在水驱油过程中,毛细管力起到的是阻力作用,在外力作用下,注入水在大孔道中前进速度比较快,则剩余油易被滞留在小孔道中。

从上述并联孔道绕流机制中可以看出,若两个并联孔道是润湿情况相同、粗细相等的两个孔道,则在水驱油过程中不会产生绕流现象。故产生绕流的根本原因在于储层微观孔隙结构的非均质性,即孔道大小分布的不均一性。实际上,地下储层是一个多孔隙网络体系,是由形态不同的孔隙和喉道串在一起的复杂的毛细管网络,除并联孔道外,还有“H”形孔道、大孔隙群包围小孔隙群、小孔隙群包围大孔隙群等。储层的孔隙结构和润湿性也未必是均匀的,但在实际岩石孔隙空间中流体相互驱替,绕流产生的原因与并联孔道类似,是各种力相互抗争的结果,只不过是剩余油(残余油)的形态、位置更加复杂。

光刻岩石薄片是物理模拟微观油水互驱的新型方法之一。该方法依据实际岩石薄片反映的岩石结构特征,采用写实方法放大并在玻璃面上刻下孔隙和喉道形貌,利用该模板采用针管注入法实现微观油水互驱,并在显微镜下观察记录剩余油的形成和展布规律。图 11-7 是双河油田光刻薄片水驱后剩余油的分布状态,图中可以分出孤滴状剩余油(A)、片状分布剩余油(B)和拉伸状剩余油(C)三种类型。

第四节 水淹储层宏观剩余油分布

宏观剩余油的分布受控因素极为复杂,除了与储层宏观和微观非均质性有关之外,也受分层注水开采、井网设置、开采速度、增产措施、射孔位置、油藏边水和底水等许多因素控制。本

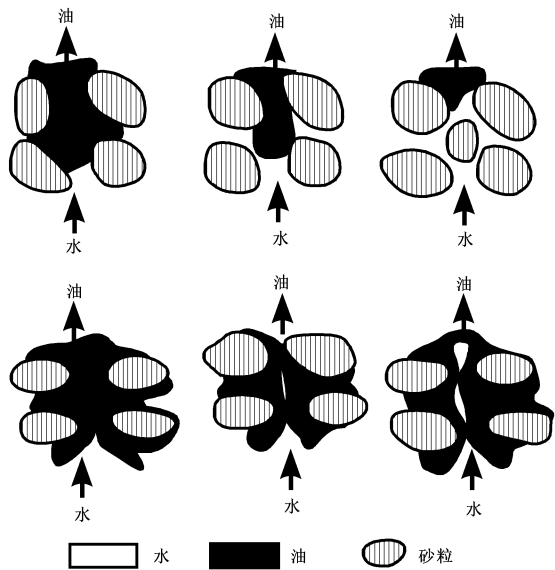


图 11-5 亲水岩石水驱油的吸吮过程(上)和亲油岩石水驱油的驱替过程(下)
(罗蛰潭等,1990)

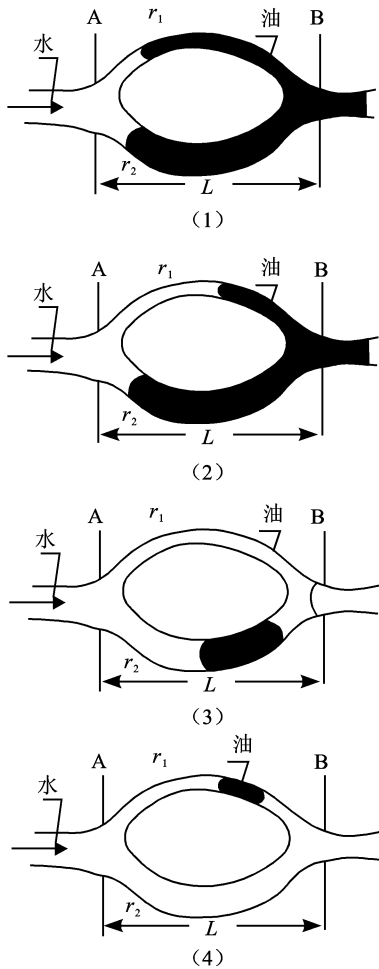


图 11-6 并联孔道绕流形成残余油
(Dawe 等, 1978)

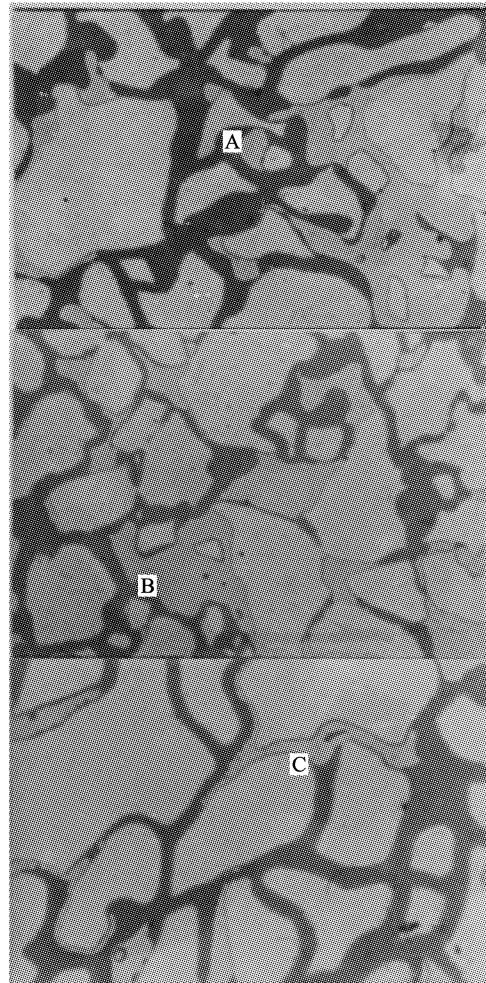


图 11-7 光刻薄片微观残余油分布图
(河南油田, 1988, 放大 40 倍)

节仅重点讨论与储层宏观特征相关的因素与水淹规律及残余油分布规律的关系。

一、垂向上水淹变化与残余油分布

砂体规模上的垂向水淹变化与残余油分布是在油田开发过程中研究意义最大的单元, 这里主要讨论该级别上的相关问题。

注水开发的砂岩油层, 纵向油水运动规律在很大程度上受沉积砂体的旋回韵律控制; 正韵律油层, 注入水首先沿底部高渗透层段突进, 反韵律则不同, 从而表现出不同的水淹规律。在实际生产中注水井的吸水剖面和采油井的产液剖面可以很好地反映储层垂向水淹变化, 进而显示剩余油的分布状况, 图 11-8 表示宝北油田 9 口井不同时间段测定的地层吸水剖面变化类型, 从中分出 8 种吸水变化类型, 主要基本吸水类型如下。

1. 均质油层水淹变化与残余油分布

均质油层的代表是滩坝砂体, 水驱油开采过程中注入水总体能均匀推进, 受重力作用使中

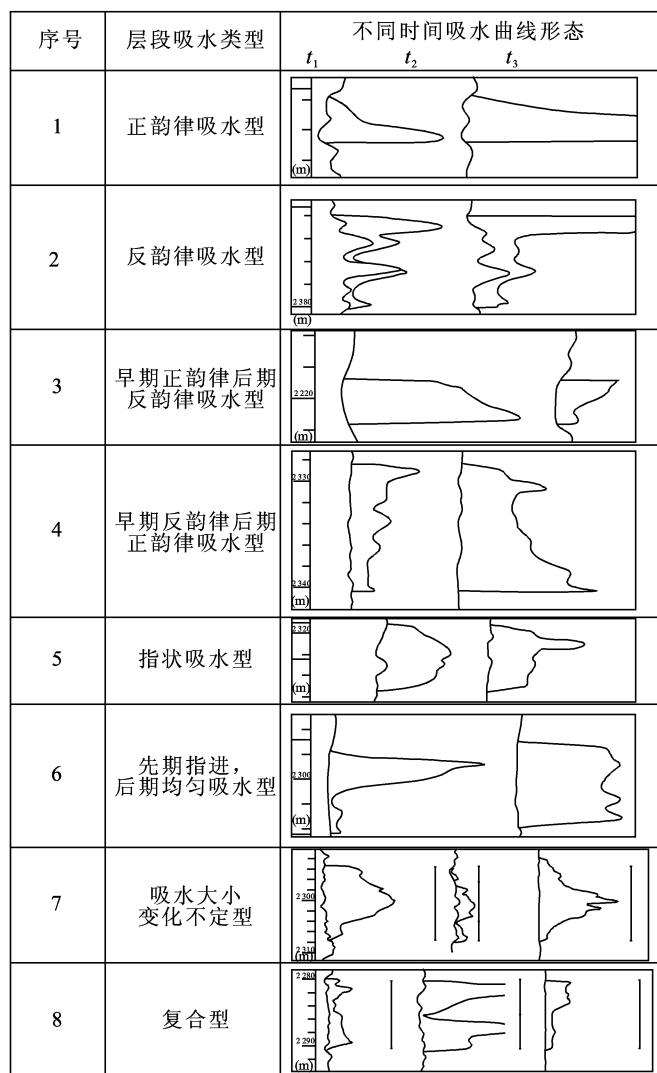


图 11-8 宝北油田地层吸水剖面变化类型图

下部水淹程度强于中上部。注入水波及体积较大,层内储量动用状况较均匀。随着油井见水,油层中下部耗水量增加,出现强水淹段。

2. 正韵律油层水淹变化与剩余油分布

正韵律油层的代表是河道类砂体,水驱油开采过程中,注入水首先沿底部高渗透段向前突进,重力作用使这一突进过程得到加剧,以致底部水淹严重,注入水波及体积小,层内储量动用状况很不均匀。随着油井见水,油层底部耗水量增加,出现强水淹段(图 11-9)。

3. 反韵律油层水淹变化与剩余油分布

反韵律油层的代表是前缘类砂体,注水首先沿上部高渗透率段向前推进。同时在重力作用下,注入水进入下部低渗透层段,使油层纵向水淹较均匀,水淹厚度和强水淹厚度较大。根据模拟试验,随着注入孔隙体积的倍数增加,反韵律油层的驱油效率也随之提高。试验表明,

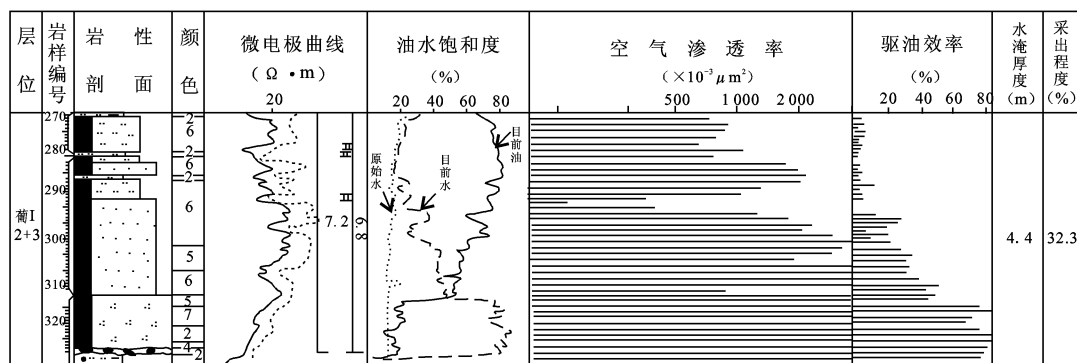


图 11-9 正韵律油层水淹特征(引自《中国油田开发实例》,1998)

反韵律油层,水淹厚度是大的,但驱油效率不高,大量原油需要在见水后采出。

4. 复合韵律油层水淹变化与剩余油分布

复合韵律油层的代表是三角洲平原和前缘类砂体,水淹特点是正韵律和反韵律水淹变化的综合反映。多段水淹,水淹厚度比较大。每个韵律段内部水淹特点与正韵律油层类似,一般具有不均匀的底部水淹特征,主要是层内岩性、物性夹层的普遍存在,起到了扩大水淹厚度的作用。

5. 薄油层指进水淹变化与剩余油分布

薄油层水淹的主要特点:一是厚度小,渗透率比较低,由于水驱过程中的重力作用,非均匀的影响较小;二是岩石润湿性一般为中性或偏亲水,毛细管压力作用对水驱油有影响。

上述分析,结合实际生产数据反映出纵向上的油水运动和渗透率的变化之间有密切关系。为了进一步定量说明这种关系,可以通过实验室定量测定一些开发指标加以验证(图 11-10)。按均质、正韵律、反韵律、复合正韵律和复合反韵律等 5 种模型计算开发指标,其计算结果如表 11-3。

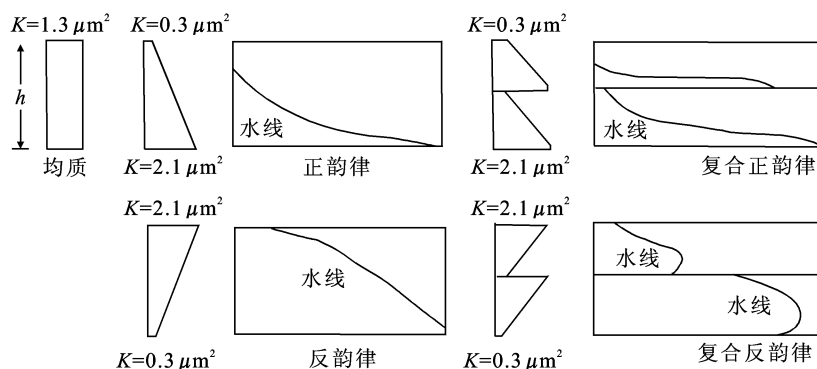


图 11-10 不同韵律油层纵向上渗透率分布(中石油研究院,1988)

表 11-3 不同韵律模型开发指标对比(夏位荣、张占峰,1999)

模型	A 无水采收率 (%)	B 见水时扫油厚度系数 (%)	C 最终采收率 (%)	D 最终注入倍数	E 注入效率系数(C/D)(%)
均质	18.00	40.00	57.78	2.32	24.9
正韵律	11.63	27.50	51.38	3.57	14.4
反韵律	33.83	71.88	57.34	1.87	30.6
复合正韵律	12.75	35.63	51.29	3.09	16.6
复合反韵律	24.00	55.88	54.54	2.14	25.5

该数据表明,反韵律注水开发指标最好,其次为均质层、复合反韵律和复合正韵律,单层正韵律开发指标最差。反韵律的无水采收率和见水时扫油厚度系数几乎比正韵律高出 2 倍多,而最终注入倍数只是其一半。这样的结果与许多油田开发实际相吻合,我国众多的河道类砂体储层都表现出来了无水采收率和见水时扫油厚度系数较小的特点。

二、平面上水淹变化与剩余油分布

平面上储层水淹规律受控因素比垂向上更加复杂,因此剩余油在平面上的分布也更为复杂。在油田开发中晚期,重点研究尺度是小层和流动单元级别,这里重点讨论该尺度级别河流相(含河道类砂体)储层剩余油分布的平面变化,因为河道类砂体在我国陆相油田中是最为常见和最为重要的主力储层类型。

对河流相水淹储层研究表明,河流相储层油藏中的剩余油分布基本包括下列几种主要类型(董冬等,1999)。

1. 水淹区剩余油

(1)分散相剩余油——分散相剩余油即油层水淹后残存于注水波及区油层孔隙中的剩余油,多呈膜状、滴状散布于油层中,占总剩余油储量的 15%~45%,是当今三次采油的主要对象。

(2)局部滞留油——根据“半连通体”模式,河流相油层主体——点坝砂体内部通常分布有丰富的侧积或溢岸成因的泥片、泥楔或泥层,呈斜切、横切、复切、直切等方式分布于点坝砂体内,造成众多屏蔽滞留区即剩余油区。主力油层完全水淹后,其内部仍有众多的这类滞留油区存在。水平井技术可有效地开采点坝内一组同向泥楔形成的剩余油区。

2. 弱水淹区剩余油层

弱水淹区剩余油层主要是指正韵律河流相油层上部低渗段油层。由于该段油层渗透率较下部段低,通常注水波及程度低,油层呈弱水淹甚至未水淹状态,形成剩余油层。在平面上,弱水淹区剩余油层分布在向上变细旋回厚砂体上部和侧翼,其厚度往往相当于强水淹层的 1/3 以上,剩余油储量相当可观。

3. 未动用的薄油层

(1)溢岸薄砂体油层——河道砂主体内部、边缘或外部,通常有大量溢岸相薄砂体(夹层)分布,这类决口扇、溢岸沉积形成的薄砂体通常分布较广,但物性较差,测井解释多解释为差油层。过去受认识水平和技术条件限制,这类油层单独存在时一般不做射孔处理,呈主力油层夹层时虽一并射孔但因内部渗透率较低而几乎形成死油层。大庆油田的研究表明,这类剩余油

层约占全部剩余油层的 40%，充分重视、精细解释、精心作业是开采这类剩余油的关键。大庆油田把这类在 0.5m 左右的未动用薄油层称为表外储层，针对这类储层的油田开发措施为大庆油田长期高产稳产提供了重要的保障。

(2)河道砂主体边缘砂体油层——上倾尖灭部位剩余油受河流相沉积条件及压实作用规律控制，许多河道砂体的边缘具有上倾尖灭特征，它们不仅原始含油，而且是注水开发后期油藏内分散剩余油在油藏内重新聚集的重要场所，因而通常含有丰富的剩余油资源(图 11-11a)。油藏开发后期，以精细的油藏描述为基础，找准尖灭位置并布开发井，实施“厚注薄采”，可获丰富的油气。

(3)未射孔薄油层油田注水开发后期，有时仍存在部分低渗薄油层未射孔，形成潜力层。

4. 微型圈闭内的剩余油

地震技术难以分辨的井间微砂体、微构造中的剩余油，约占总剩余油储量的 20%，可通过提高地震分辨率和精细油藏描述水平来发现并配合钻调整井来开采。

(1)井间微型正构造内的剩余油——井间微型正构造内的剩余油分布见图 11-11b。在河流相地层，尤其是网状河或辫状河地层复杂断块区，直径几百米、起伏一二十米的微型构造十分普遍，包括微穹隆、微反向屋脊断块等，它们含油气丰富，但地震资料难以分辨，因而常被遗漏。李兴国通过对胜利油田的实例研究指出，微型正构造是油田开发后期剩余油富集的有利区。

对河流相油层，选择油层底面作等值间距在 1~10m 的微型构造图可帮助获得这些微型构造的分布。通常在微型正构造布生产井可获得较高的油气产量，而在微型负构造上布注水井可获得良好的驱油效果。

(2)井间透镜状砂体内的剩余油——井间微型砂体内的剩余油分布见图 11-11c。河流相地层最大的特点是厚度小(1~2m)、宽度不足(200~300m)的微砂体十分发育，甚至许多期的主河道、废弃河道、串沟充填、决口扇等砂体都属于这类砂体。其含油气丰富，但对大多数开发井网来说难以控制其分布，因而是剩余油分布的重要场所。

5. 已开发断块外延断棱型剩余油

对多数已开发的复杂断块区油藏，受过去地震构造分辨精度限制，断棱位置通常难于把握，致使在目前断块高点井以外的区域，通常有外延的断棱体油气富集区残存形成剩余油。反向屋脊带局部断块高点的断棱区是剩余油分布的相对集中区，以钻井资料和高分辨率开发地震资料为基础，重新制作大比例尺精细构造图，找准断棱体是钻高效调整井的关键(图 11-11d)。

三、水淹储层宏观剩余油分布控制因素

控制储层剩余油形成与分布的主要因素包括内因(储层本身)和外因(工程和人为因素)两

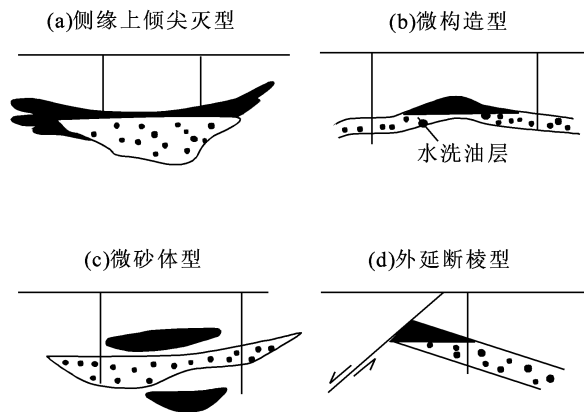


图 11-11 河流相中主要剩余油类型分布示意图
(董冬等,1999)

大因素,具体有沉积及储层因素、构造因素、流体因素、工程因素、油藏管理因素等几个方面。

(一)沉积及储层因素(内在因素)

储层本身因素是控制各类储层剩余油分布的关键因素,其宏观因素包括储层厚度、物性、宏观非均质等;微观因素包括孔隙结构非均质、黏土类型、产状及含量、碎屑及胶结物成分等。这些因素又从成因上受控于沉积和成岩两大因素,与第一篇介绍的储层形成及其演化原理密切相关。

1. 沉积微相与韵律因素

沉积微相是控制储层内油气富集的根本原因,也是控制剩余油分布的关键因素。以河流相为例,表现在:①沉积微相控制了砂体结构及宏观非均质性,进而控制了低渗薄层型、泥楔遮挡滞留型、井间微砂体型、侧缘上倾尖灭型、水淹残留型、上部单元低渗型等类剩余油的空间分布;②沉积微相决定了砂体的底部水淹类型和水淹规律;③沉积微相决定了注入水的空间运移规律,即河流相内的注入水无论从何部位注入,都会就近流向河道主体微相,并沿河道走向优先流动,直到泻流受阻后才向上和侧向流动(图 11-12)。上述表现决定了河流相油层不但在底部水淹区具有较多的分散相剩余油,而且通常在油层上部段滞留了大量的连片剩余油。表 11-4 表示大庆油田低弯度分流河道砂体不同微相平面水淹变化特征,也反映主河道水淹程度远远高于决口河道类型;厚度稍大的砂体水淹程度高于薄层砂体。

表 11-4 大庆油田低弯度分流河道砂体不同微相平面水淹变化特征(吕晓光等,1999)

含水阶段	水淹级别	微相类型				
		河道(%)	废弃河道(%)	决口水道(%)	河间薄层砂	
					有效厚度 ≥0.5m	有效厚度 ≤0.5m
中低含水阶段	高水淹	13.1	/	10	3	
	中水淹	11.1	28.6	20	/	/
	低水淹	47.5	28.6	20	30.3	2.5
	未水淹	28.3	42.8	50	66.7	97.5
高含水后期	高水淹	55.9	28.6	23.8	27	116.7
	中水淹	15.3	/	19.0	8.1	11.1
	低水淹	23.7	28.6	19.0	24.3	5.6
	未水淹	5.1	40.8	38.2	40.6	66.3

2. 成岩因素

成岩作用对剩余油形成和分布具正反两方面的背景性作用。正常情况下,压实、胶结等成岩作用会大大降低砂岩物性,进而形成大量低渗型剩余油层或油区;若这种成岩作用发生于油气聚集之后,则会导致分散相剩余油数量的增多。但在某些地区,溶解作用可大大增加油层的孔隙度和渗透率,从而对提高油气采收率较为有利。广义上,也可把注水对油层结构及物性的变化归为成岩作用因素。

3. 储层微裂缝

储层中的微裂缝或潜在裂缝在注水开发过程中往往变为明显开启的流体运移通道,注入

水容易沿裂缝通道指进,造成严重的水淹。而裂缝系统较少;或不发育的层段有大量剩余油存在。指进水淹后油田开发调整难度大大增加,为此应在开发初期避免裂缝性爆淹油层。

4. 孔隙结构

水淹后储层参数变化规律一章,已经详细介绍了不同孔隙结构和物性的储层其动态变化规律。高孔高渗、大喉道的储层水淹程度较高,含水率可以达到98%以上,相对低渗层段、小孔小喉储层的剩余油相对富集。

5. 黏土矿物

黏土矿物是最主要的储层敏感性矿物,其存在类型、含量和分布严重影响流体在储层中的流动特性。尤其是速敏和水敏性较强的蒙脱石等矿物的存在会堵塞喉道,使储层不能充分水驱,造成剩余油分布相对集中。

6. 流动单元特性

流动单元(flow unit),又称水力单元(hydraulic unit),是指具有相同渗流特征的储层单元,它是储层岩石物性特征的综合反映,同一流动单元具有相似的水动力学特征,亦具有相似的水淹特点;不同的流动单元,其水淹特点亦不相同,剩余油的分布特征亦不相同。流动单元反映储层沉积、成岩、物性、裂缝等特征属性的综合。

(二)构造因素

断层封闭性、断块高点位置、微起伏表面形态、断块破碎程度、井间小断层等都属于构造因素范畴,构造不仅对断棱、微构造等类型剩余油的分布具有直接控制作用,而且还通过控制裂缝、成岩等因素控制剩余油分布。

(三)流体性质因素

原油中的组分及其含量,例如原油中的胶质、沥青质、蜡质及溶解气含量对剩余油形成有较大影响,表现为沥青质含量较高的原油因粘度较大而采收率较低;含蜡质较高的原油在油藏温度低于蜡饱和温度时易形成空间结构和粘度异常,从而大大降低采收率;而当溶解气含量较低时,也有相似的增粘作用,促进剩余油形成。原油的物理性质对剩余油形成也有控制作用。通常,高粘、重质原油不易流动,较易形成剩余油。

(四)开发工程因素

开发工程因素对剩余油形成的影响是一个系统而关键的因素,例如井网密度、钻井工艺(泥浆成分及压力等)、射孔完善程度、固井质量、洗井液类型、油层损害、油层改造水平、堵水工艺、注水水质及水温等。系统中一个环节不当,就会对最终剩余油的水平产生巨大影响,甚至出现遗漏油层、错判油层等重大事件。

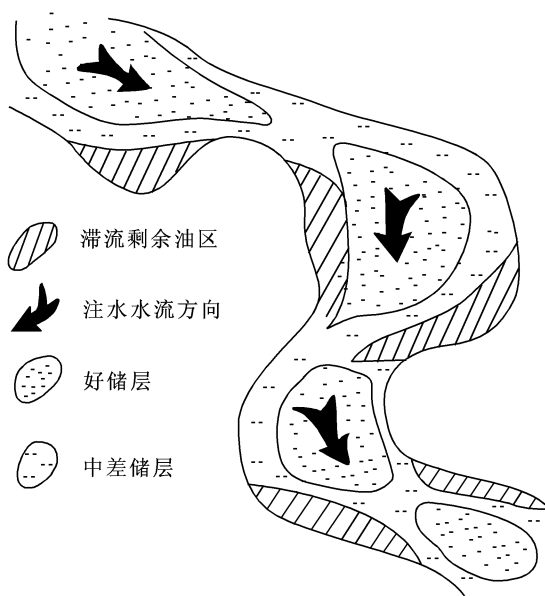


图 11-12 沿河道砂体走向剩余油分布规律示意图
(董冬等,1999)

(五)油藏管理因素

现代油藏管理概念不仅包括地上管理(人员、组织等),而且包括地下管理,只有做到地上与地下管理的有机结合,才可能最大限度地降低剩余油水平。过去甚至目前,许多油藏管理组织和人员的科学素质、经验水平都离科学管理的要求相去甚远,是造成剩余油较高的不可忽视的因素,过分强调产量和速度破坏性强采就是典型的例子。把油藏视作一个系统,把提高经济采收率作为贯穿油藏开发全过程的根本目标。

应该指出,影响水淹储层宏观剩余油分布及油田最终开发效果的因素往往是综合的,不是单一的。但在油藏类型认识清楚、储层表征数据齐全的条件下,采油速度控制就是油田取得最终开发效果好坏的关键指标,这对低渗透砂岩油藏和裂缝性碳酸盐岩油藏等非常规储层油藏来说更加重要。

图 11-13 表示理想的裂缝宽度均匀的模型模拟块状裂缝油田底水驱油的实验。(a)图是油井只产纯油时底水的上升情况。在远离采油井的边部,底水在多数网格并未上升;可是在采油井下方,底水上升高度已很大,距井底只剩下 2 个网格。(b)图中,油井刚见水不久,而含水量已上升到了 58%,即占去了一半多的采油量了,表明产油量迅速下降。如将图中水在油层中上升的水面连线即可以看出,水在地下是呈锥形体突进的,这种上升的水体就叫做水锥。(d)图表示油井在开采后期含水比已高达 99%,即基本不出油的情况下,该模型仍有 24%的油量未能采出来。通过试验还证明油井采得越快,油井见水越早,最终能采出的油量也越少。为使油井有较长的纯油生产期,在实际生产中把油井的产量控制在极限产量的一半左右作为合理产量的标准。

生产中已经有无数实例证明采油速度过高造成油田最终开发效果很差的实例。以下是两个相近条件下碳酸盐岩油田因采油速度不同而反映出最终开发效果不同的开发曲线(图 11-14),明显可以看出 B 曲线由于采油速度过高,造成最终采出程度只有 10%~15%,而 A 曲线最终采出程度可以达到 20%以上。

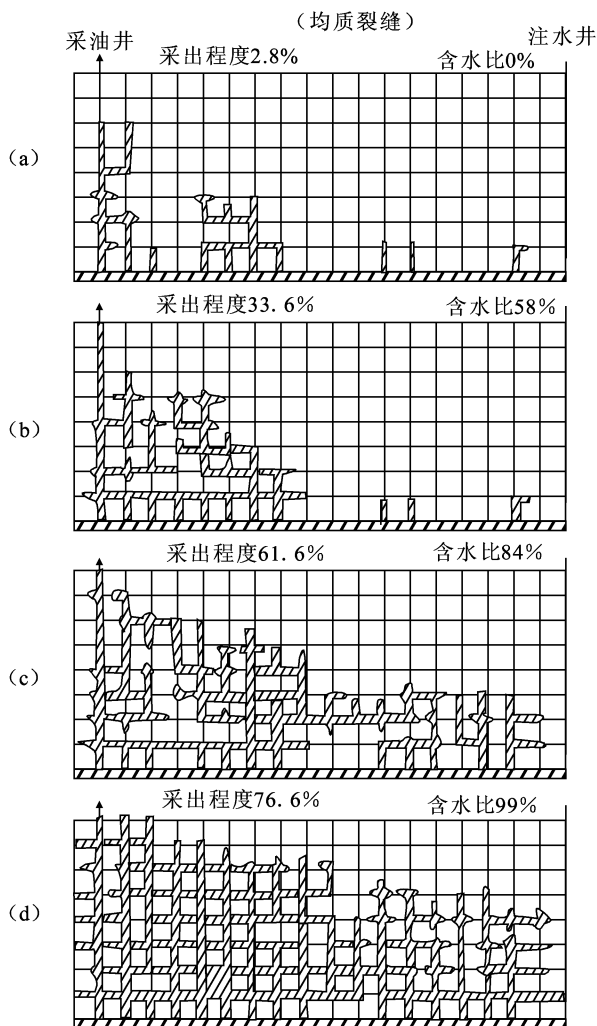


图 11-13 理想的裂缝宽度均匀的模型模拟块状裂缝油田底水驱油实验
(选自“石油找、采、用”,华北油田编写组,1994)

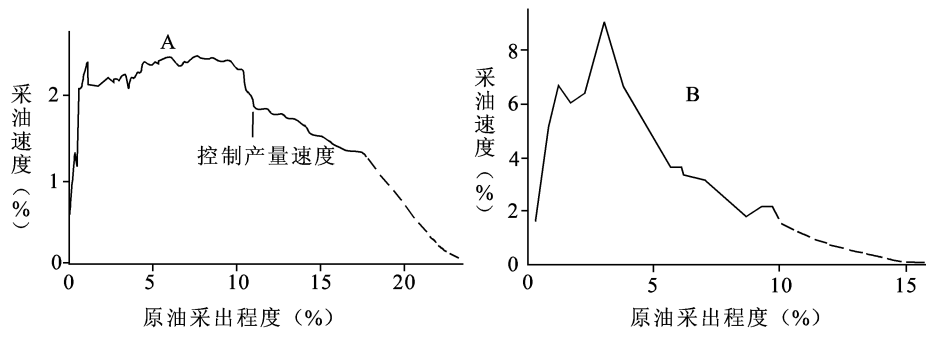


图 11-14 两个相近碳酸盐岩油藏不同采油速度影响的不同原油采出程度比较
(选自“石油找、采、用”,华北油田编写组,1994)