

第十章 水淹后储层参数变化规律

当今,我国许多老油田早已进入高含水或特高含水开发阶段,许多东西部地区后期投入开发的油田含水率上升也很快。油层水驱或水淹后,由于储层非均质性的原因,导致水驱不均匀推进,造成储层属性参数(主要是孔隙结构、物性、渗流性等)发生差异性变化。研究水淹后储层参数变化规律及其影响因素不仅对储层地质学研究有意义,更重要的是对油田进一步挖潜、提高油田开发效率和油田最终采收率有重大现实意义。

第一节 水淹后储层参数变化实例分析

陆相储层类型繁多,形成的油田千差万别,油田开发过程及其水淹过程也不尽相同,因此本节以储层时代顺序解剖几个典型的油田,分析其水淹后储层参数变化的基本规律和差异性。

一、上第三系储层油田

我国东部上第三系油田主力油层为馆陶组和明化镇组,储层类型以未胶结松散、高孔高渗、细粒岩性为特色。该类储层在东部油田中尤其是渤海湾盆地内广泛发育,在胜利、大港等油田形成了诸如孤岛油田、港西油田等许多特大型整装油田。孤岛油田和港西油田的注水实践表明,储层泥质含量、粒度中值、孔隙度、渗透率、含油饱和度、含砂率、原油物理性质等指标在开发早期、中期和晚期之间发生了巨大变化,最明显的变化主要表现为:①渗透率成百倍地增加,可以增加500%以上;②泥质含量急剧减少;③含油饱和度明显减少;④原油粘度和密度增加明显。

但是由于受岩石原始渗透性的影响,不同粒度的岩石变化程度不同,总体上细粒岩石变化不明显,甚至有减少渗透性的趋势。

孤岛油田是胜利油田20世纪60年代末投入开发的特大型整装油田,储层类型为河流相储层为主,目前含水率98%,达到特高含水阶段。从开发初期、中高含水期到特高含水期的三个开发阶段储层系列参数(如孔隙度 Φ 、渗透率 K 、粒度中值 Md 、泥质含量 V_w 、束缚水饱和度 S_{wr} 等)均有不同程度的变化(图10-1、图10-2)。这些变化与采油措施有关,但内在根本原因是储层较疏松,后期出砂严重,改变了油层物性参数,同时影响着对油田剩余油分布的认识。以下主要依据孤岛采油厂的资料介绍该区动态储层的变化。

孤岛油田开发初期以1972年的3口取心井为代表;中、高含水期以1984—1988年的4口取心井为代表;特高含水期以1991年的1口密闭取心井为代表。用实验室分析的孔、渗、饱、粒度常规分析数据资料,以及开发初期的毛管压力等与测井资料结合进行数理统计回归分析,求得各个时期的回归方程,用求出的各时期的参数进行比较,可以观察储层参数之间的变化。

孤岛油田不同时间的储层参数方程为:

(1)孔隙度:高含水后期变化较小,可以通用以下公式:

$$\Phi = \frac{\Delta t - 180}{440} \times \frac{1}{1.68 - 0.000176 \times H}$$

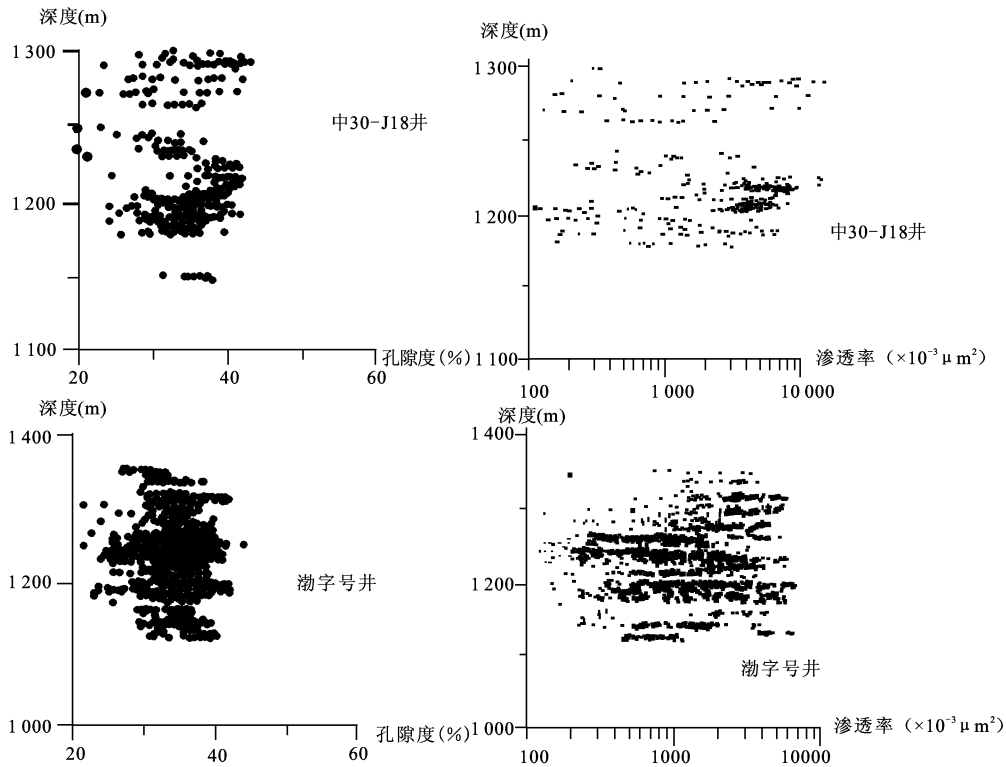


图 10-1 渤字号井(20 世纪 70 年代)与中 30-J18 井(1995 年)物性变化对比图

式中： Φ ——孔隙度(%)；

Δt ——声波时差($\mu s/m$)；

H ——油层深度(m)。

(2) 粒度中值

开发初期：

$$Md = 1 / (6.036998 + 1354.99 \times \Delta sp \times \ln \Phi - 1887.892 \times \Phi \times \ln \Phi \times \Delta sp + 662.7332 \times \Delta sp \times (\ln \Phi)^2)$$

$$\Delta sp = \frac{sp - sp_{\min}}{sp_{\max} - sp_{\min}}$$

中高含水期：

$$Md = \text{EXP}(-1.764474 - 24.3167 \times \ln \Phi \times (1/\Phi) \times \Delta sp - 8.992694 \times \Delta sp \times (1/\Phi)^2)$$

特高含水期：

$$Md = \text{EXP}(-1.764474 - 24.3167 \times \ln \Phi \times (1/\Phi) \times \Delta sp - 8.992694 \times \Delta sp \times (1/\Phi)^2)$$

式中： Md ——粒度中值(mm)；

Δsp ——自然电位值(mV)。

(3) 渗透率(K)

开发初期：

$$\lg K = 7.28 + 5.51 \times \lg \Phi + 2.11 \times \lg Md$$

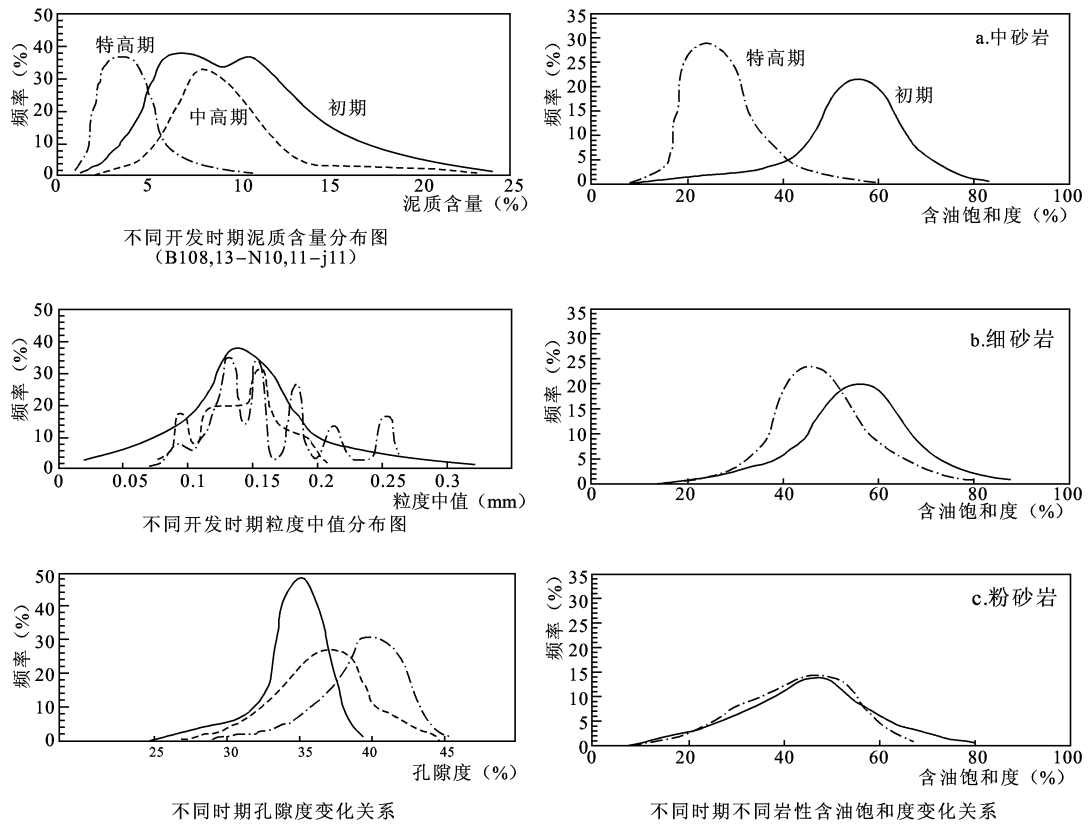


图 10-2 孤岛油田开发早期、中期、晚期储层结构水淹变化规律图(胜利油田)

(图中:左上代表泥质含量的变化、左中代表粒度中值的变化、左下代表孔隙度的变化、右图代表含油饱和度在不同岩性储层中的变化)

中高含水期:

$$\lg K = 8.032 + 7.6 \times \lg \Phi + 1.61 \times \lg Md$$

特高含水期:

$$\lg K = 3.405 - 17.226 \times \Phi \times Md \times \lg Md$$

统计分析表明,中、高含水期物性参数发生了较大变化,特高含水期变化更大,含水 80% 左右时,中高含水期与开发初期对比(11 个井组 22 口井), Ng_3 砂层组孔隙度增大者占 52.6%,粒度中值占 63.16%,渗透率增大者占 84.2%,束缚水饱和度降低者占 78.9%,泥质含量减少者占 100%; Ng_4 砂层组孔隙度增大者占 76.9%,粒度中值增大者占 72.7%,渗透率增大者占 92.3%,束缚水饱和度降低者占 92.3%,泥质含量减少者占 100%。对比特高含水期(8 个井组 16 口井),在综合含水 88% 以上对比时, Ng_3 砂层组孔隙度增大者占 90%,粒度中值增大者占 90%,渗透率增大者占 100%,束缚水饱和度降低者占 100%,泥质含量减少者占 100%; Ng_4 砂层组孔隙度增大者占 94.4%,粒度中值增大者占 61.1%,渗透率增大者占 100%,束缚水饱和度降低者占 100%,泥质含量减少者占 100%(表 10-1、表 10-2)。

表 10-1 孤岛油田储层参数变化数据表 ($f_w \geq 80\%$; 中高含水期; 22 口井统计)

储层参数	开发初期		中、高含水期 (1985—1989 年)		增大或减小的平均值		增大或减小 百分比(%)	
	Ng ₃	Ng ₄	Ng ₃	Ng ₄	Ng ₃	Ng ₄	Ng ₃	Ng ₄
Φ (%)	37.15	35.54	36.95	37.03	-0.2	1.49	-0.54	4.19
Md(mm)	0.154 2	0.154 5	0.156 3	0.155 8	0.002 1	0.001 3	1.36	0.84
$K(\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$	1 640.8	1 356.0	3 177.1	3 180.9	1 536.3	1 824.9	93.63	134.6
S_{wi} (%)	28.31	31.08	25.92	25.57	-2.39	-5.31	-8.44	-17.08
V_{sh} (%)	7.84	7.823	5.96	5.977	-1.88	-18.46	-23.98	-23.60

表 10-2 孤岛油田储层参数变化数据表 ($f_w \geq 88\%$; 特高含水期; 16 口井统计)

储层参数	开发初期		特高含水期 1990—1992 年		增大或减小的平均值		增大或减小 百分比(%)	
	Ng ₃	Ng ₄	Ng ₃	Ng ₄	Ng ₃	Ng ₄	Ng ₃	Ng ₄
Φ (%)	34.63	34.43	36.52	36.24	1.89	1.81	5.46	5.26
Md(mm)	0.150 5	0.150 0	0.159 5	0.155 7	0.009	0.005 7	5.98	3.8
$K(\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$	1 111.7	1 085.8	16 078	15 645.6	14 966.3	14 559.8	1 346	1 341
S_{wi} (%)	32.95	33.35	19.06	19.51	-13.89	-13.84	-42.15	-41.50
V_{sh} (%)	7.97	8.01	1.40	1.44	-6.57	-6.57	-82.43	-82.02

从表中看出,渗透率变化最大,开发初期和含水 80% 以上对比,增大 1 倍左右;若与含水 88% 以上相比,增大 13 倍。

渗透率的明显增大,从 1991 年钻的取心井中 11-J11 也得到证实,Ng₃、Ng₄ 油层组取心井段分析物性数据 135 块,渗透率样品共分析 43 块,没裂开的 18 块。其孔隙度变化范围为 35.1%~40.8%,渗透率变化范围 $(8\ 065 \sim 26\ 878) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。而 1985—1988 年中一区中一高含水期的四口取心井物性分析数据为:孔隙度变化范围为 25%~40.3%,渗透率变化范围 $(43 \sim 6\ 462) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。两者相比,特高含水期的渗透率比中高含水期增大三倍以上(图 10-1)。

港西油田是大港油田主要高含水开发油田,主力储层为上第三系馆陶组和明化镇组,其水淹前和水淹后储层结构变化规律与孤岛油田极为相似,它们同属松散、高孔高渗油田。数据反映出,越是粗粒高渗储层,水淹后其孔渗增加幅度越大,对应其泥质含量减少幅度也越大(图 10-3、表 10-3、表 10-4)。

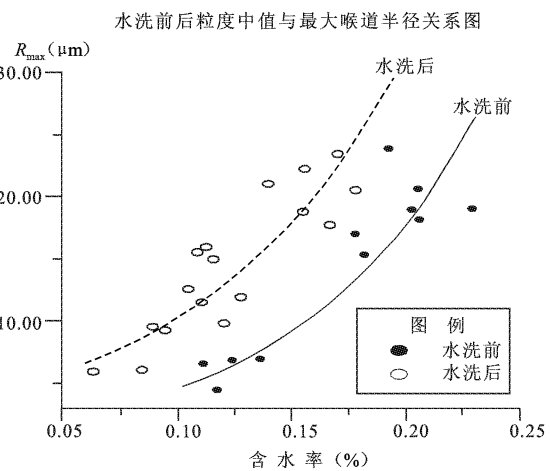


图 10-3 港西油田水淹前和水淹后储层结构变化规律(大港油田,2000)

表 10-3 港西开发区不同时期取心资料分析储层物性统计表

层位	岩性	阶段	孔隙度(%)	变化率	渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	变化率(%)
馆陶组	粗砂	早期	32.81(11)	+2.16	1 581(7)	+505.69
		中后期	33.52(10)		9 576(3)	
	中砂	早期	32.18(251)	+1.21	1 145(230)	+30.04
		中后期	32.57(50)		1 489(36)	
	细砂	早期	33.60(479)	+0.80	938(380)	+16.84
		中后期	33.87(228)		1 096(190)	
	粉砂	早期	25.59(141)	+0.55	262(122)	+11.50
		中后期	25.73(38)		292(27)	

表 10-4 港西同类储层不同开发时期泥质含量统计表

储层类型	开发阶段	最小值	最大值	平均值	数据个数	变化率(%)
中砂岩	早期	7.25	34.75	18.04	177	-10.32
	中后期	10.04	22.78	16.25	9	
细砂岩	早期	5.60	48.20	22.76	1 631	-5.27
	中后期	10.80	42.90	21.46	230	
粉砂岩	早期	11.50	86.70	36.10	455	-0.25
	中后期	25.19	63.40	36.01	43	

二、下第三系储层油田

下第三系储层比上第三系储层类型复杂,其成岩程度相对较高,岩石相对致密。由于储层在沉积相、岩性、岩石粒度、岩石物性、岩石结构、成岩作用等方面差异大,因此水淹后储层结构变化规律要复杂得多,导致储层非均质性增加。河南油田的双河和下二门油田都是注水开发 20 余年的砂岩油田,属扇三角洲沉积砂体,储层结构变化有较好的代表性,主要变化规律体现在以下几个方面:

(1)储层水驱后当粒度中值小于 0.5mm 时,储层孔隙度只有在大于特定值后才明显增加,当粒度中值大于 0.5mm 时,即为粗岩性,水驱后孔隙度和渗透率均呈增大趋势。

(2)注水开发后期 80%以上储层渗透率发生了变化,有变好和变差两个趋势,特别是中粗以上砂岩变好的幅度及比值大于细粉砂岩,且主力层系油层物性和孔隙结构朝好的方向转变。

(3)油层润湿性向亲水性增强的方向变化;后期储层相对渗透率具有束缚水饱和度较低、残余油饱和度低、两相流动范围变宽、两种相渗曲线形态并存和异型曲线增多的特点。

(4)由于储层和流体性质双向复杂的变化,导致一些常规测试、实验和解释技术失常,异常现象增多。

从两个下第三系油田的储层孔喉结构变化分析结果(表 10-5、表 10-6)可知,开发后期孔喉变化及配置关系复杂,储集层在长期冲刷作用下,粗粒级砂岩中形成条带状大孔分布,差异溶解造成孔喉分布不均及两极分化增加,使储集层非均质性更加严重。

双河油田沉积相与孔隙结构和物性的关系,没有岩性与孔隙结构的关系明显(表 10-6)。

各类喉道类型中细喉类型一般呈水淹后所占比例增加。中喉类型一般在中粗砂岩中水淹后所占比例明显增加,而细粉砂岩则明显减少。粗喉类型在水淹后普遍减少。

表 10-5 下二门油田水淹前后储层孔喉配置关系

孔喉类型	中粗以上砂岩(%)		细粉砂岩(%)	
	后期	初期	后期	初期
粗喉	10.20	5.82	2.04	10.68
中喉	46.96	33.97	12.24	31.08
细喉	4.08	11.65	24.48	6.80

表 10-6 双河油田北块储集层开发后期与初期孔喉配置关系对比表(赵新军等,1998)

孔喉类型	河道砂(%)				前缘砂(%)				席状砂(%)			
	中粗以上砂岩		细粉砂岩		中粗以上砂岩		细粉砂岩		中粗以上砂岩		细粉砂岩	
	后期	初期	后期	初期	后期	初期	后期	初期	后期	初期	后期	初期
粗喉	2.46	3.54	1.23	4.71	10.06	/	3.09	4.65	6.39	/	/	/
中喉	41.44	28.24	21.94	47.06	31.03	13.96	16.28	48.84	28.72	33.3	23.41	42.45
细喉	7.32	5.88	25.61	10.57	17.83	9.3	21.7	23.25	3.18	6.06	38.3	18.19

由静态特征和动态测试资料研究可知,主力层系各岩类比非主力层系物性及孔隙结构参数变化幅度大,而主力层系间变化幅度也有差异。由吸水剖面变化对比图可知(图 10-4),中粗砂岩吸水能力最好,呈直线上升趋势,变化幅度很大,可见高渗层和中粗砂岩层系是大孔道分布较多的地带。而渗透率与吸水强度的关系却复杂一些,渗透率小于 $1\mu\text{m}^2$ 的岩性总体上吸水强度逐渐减少,渗透率大于 $1\mu\text{m}^2$ 的岩性总体上吸水强度逐渐增大,但渗透率大于 $5\mu\text{m}^2$ 的岩性其吸水强度后期有明显的减少趋势,这与该类大孔隙储层损害有关系。

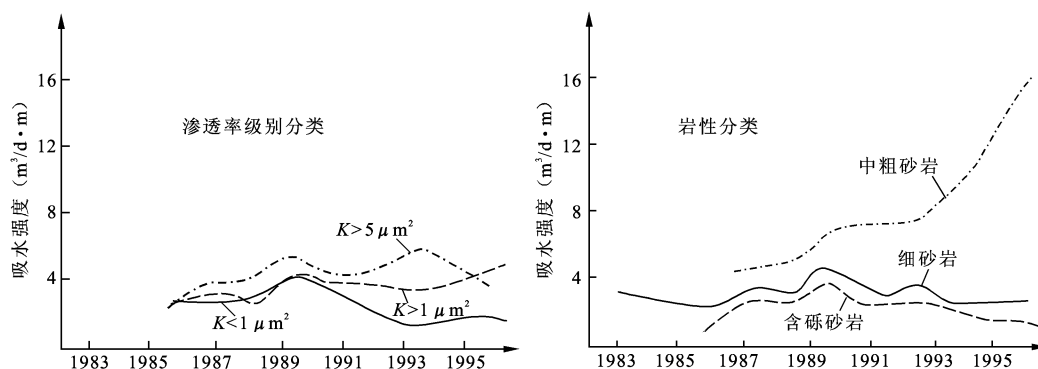


图 10-4 下二门油田不同岩性和渗透性储层吸水强度变化曲线图(赵跃华等,1998)

三、中生界储层油田

马岭油田位于陕甘宁盆地南部,含油层为中生界侏罗系延安组,储层属于河流相沉积。通

过室内试验并结合现场资料的分析,油层经长期注水冲刷后孔隙结构的变化相对单一,油层水淹后油层物性明显变差,渗透率平均下降了 12.96%,孔隙度下降了 0.44%(表 10-7、表 10-8)。主要认识有:①马岭油田油层水淹后渗透率大幅度下降;②水淹后油层孔隙结构变差;③引起水淹油层变化的内外因素是:储油层含有引起伤害的黏土矿物;储层孔隙结构的非均质性;低矿化度的注入水是储层伤害的外在因素。

经过建模分析,确立了水淹前后物性关系式如表 10-8 所示。

表 10-7 马岭油田注入水冲刷前后孔、渗变化(林光荣等,2001)

区块	原渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	水淹渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	渗透率增减率 (%)	原孔隙度 (%)	水淹孔隙度 (%)	孔隙度增减率 (%)
中区	225.70	219.70	-2.66	16.6	16.5	-0.14
南区	182.80	135.90	-25.70	16.3	16.0	-0.26
北区	156.00	142.00	-8.97	16.7	16.3	-0.40
全区	188.20	165.88	-11.90	16.5	16.3	-0.26

表 10-8 马岭油田室内水驱前后 $\lg K-\Phi$ 的关系式(林光荣等,2001)

地区	水驱前	水驱后
北区	$\lg K = 0.3155\Phi - 3.7703 \quad R=0.952$	$\lg K = 0.3482\Phi - 4.3854 \quad R=0.915$
中区	$\lg K = 0.172\Phi - 0.5849 \quad R=0.824$	$\lg K = 0.2053\Phi - 1.1142 \quad R=0.896$
南区	$\lg K = 0.2848\Phi - 2.5366 \quad R=0.957$	$\lg K = 0.2488\Phi - 2.1163 \quad R=0.813$

第二节 储层参数变化机理分析

一、储层结构变化机理

水驱油层结构及物性变化总体上说是由于注入水与油藏地下流体和岩石相互进行的水岩作用而引起的,是油层伤害的一种形式。主要机理是储层中黏土矿物的水化、膨胀、分散、迁移以及其他各种类型的地层微粒迁移的结果。在外力的作用下,地层微粒和黏土矿物迁出地层进入井筒,则使油层孔渗和喉道增加,若微粒迁移堵塞喉道则使物性和喉道变差。另外,注入水冲刷溶蚀作用强烈则会增加孔喉通道;而化学沉淀又会造成渗透率和喉道降低。因此,从机理上讲储层变化是物理、化学和物理化学等综合作用的产物。

由于储层的非均质性,注入水微观渗流过程主要是沿渗流阻力小的大通道流动,对微粒的冲刷和溶蚀主要发生在大孔喉内,而沉淀和堵塞作用主要发生在小孔喉道内,作用结果则使高渗大孔喉变得越大,低渗小孔喉道则变得越小,产生更加强烈的微观非均质性。上一节下第三系储层水淹后的物性和结构变化充分体现了这一规律。

二、储层结构变化影响因素

总体上看储层结构变化规律是由其内部因素和外部因素所决定的。储层岩石矿物学特

征、孔隙结构、流体特征等都是影响和决定储层变化的内在因素,内部因素起主导作用。外部因素主要是注入水性质、流动参数、温压条件等。总结上述典型油田实例,反映储层结构的变化总体受储层年代、埋深、原始物性条件、成岩作用强度、砂体类型、非均质性、微粒类型含量、水淹时间、含水率等综合因素影响。这些因素归纳起来见表 10-9。

表 10-9 影响储层结构变化规律的主要因素

影响方面	具体因素	变化规律
原始地层条件	地层时代、岩性、成分、粒度、泥质含量	老地层、细砂岩,储层水淹结构变差
成岩作用强度	埋深、自生黏土矿物、压实强度、矿物溶解	强成岩作用、高黏土矿物,储层水淹结构会变差
砂体宏观特性	砂体厚度、面积、连通性、夹层展布、流动单元质量	大厚度、大面积、均质储层,储层水淹物性增加
岩石物理特性	微观孔隙结构、岩石物理相、物性方向性、物性分布	高孔、高渗储层物性变好,而细粒低渗储层会变差
地层压力流体	流体性质、注入流体量、采油速度	高速度、大流量储层结构变化大
注采井情况	井组类型、井距大小、完井方式、采油工艺	多种采油措施增加储层污染,改变储层结构
生产阶段	生产时间、水淹情况、含水率	晚期高含水后储层结构变化大

主要的几个控制因素简述如下:

(一)储层特征与储层变化的关系

总体上,老地层、细砂岩,储层水淹结构变差;强成岩作用、高黏土矿物,储层水淹结构会变差;薄层、强非均质性储层,储层水淹物性和储层结构变差。其中关键因素是原始储层的物性高低和储层所具有的各类敏感性矿物的多少,尤其是各类黏土矿物和其他地层微粒的多少是关键。高孔、高渗储层物性变好,而细粒低渗储层会变差。

(二)注入水与岩石和地层流体的相互作用

1. 注入水对黏土矿物和其他微粒的影响

对于高孔渗地层而言,由于储层内黏土矿物和其他微粒的机械搬运及聚散作用,储层孔隙直径大,喉道较粗,水淹后储层的黏土矿物相对含量大大减少,使孔道干净、畅通,孔隙直径扩大,储层孔隙度和渗透率也随之增大。冲刷出去的微粒以井筒砂粒形式出现,如港西油田含水率与产液的含砂率关系就能反映地层微粒不断被带出的变化(图 10-5)。

2. 碳酸盐及其他盐类的溶解和沉淀作用

注入水进入油层后,打破了原来的化学平衡状态,储层中的碳酸盐或其他盐类可能会与注入水发生一些化学反应,发生

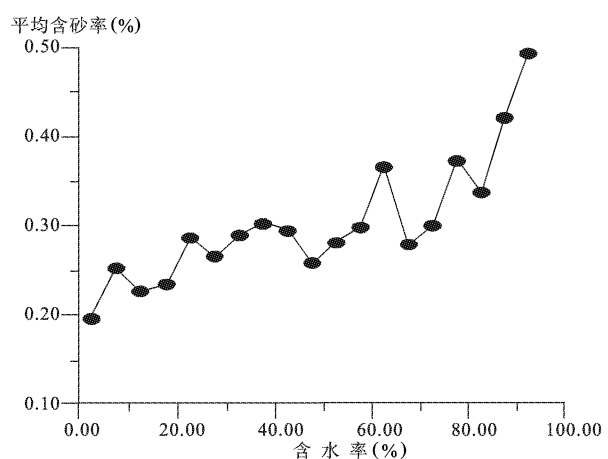


图 10-5 港西油田含水率与产出原油中含砂率变化图(大港油田,2000)

溶解或沉淀作用,造成孔喉变大或减少。

3. 注入水中杂质对孔隙的影响

注入水为污水会含有多种杂质和细菌,注入水中悬浮固体含量和粒径都大于标准值。注入水水质超标,所含的机械杂质和大量超标细菌(铁细菌、硫酸盐还原菌和腐生菌均超过标准值)会造成储层堵塞。

(三)注水温度对油层孔隙的影响

由于注入水的温度一般比地层水温度低,当注入水在井底附近形成的低温区的温度低于析蜡温度时,油层中出现析蜡现象,从而缩小甚至堵塞一些孔道,造成油层损害。