

马西深层低渗透油藏的注水开发

王志忠 张学源

(大港石油管理局地质勘探开发研究院)

摘 要

马西深层油田位于黄骅坳陷北大港构造带中部,是一个较完整的穹窿背斜。轴向北东,北翼陡、南翼缓,构造面积11平方公里,闭合度130米。主力油层为下第三系沙一下板Ⅱ、板Ⅲ油组,是一套由粉细砂岩组成的深水滨湖相滩砂和坝砂沉积。埋深4000米,储层物性较差,孔隙度13.3%,渗透率13.6毫达西,分选中等,泥质胶结,岩石压实及次生加大现象明显。

油气水分布主要受构造控制,油水界面比较清楚,板Ⅱ油组在-3900米,板Ⅲ油组在-3970米左右。原油性质较好,脱气原油比重小(平均0.8408)、粘度低(平均6.2厘泊/50°C)、沥青胶质含量少(平均4.98%)。油层温度高(149°C)、压力系数高(1.473/10米),地饱压差大(186大气压),地下原油粘度小(0.38厘泊),是一个高压低渗透低饱和的构造油藏。

1965年开始勘探,1978年发现自喷工业油流,1980年采用500米正方形井网投入开发。1981年底建成投产。开采四年来采油速度一直保持在较高的水平,采用了一系列保护油层、过油管负压差射孔、400大气压下注水、细分层系开发、深穿透压裂改造、油气密闭集输等深压开发技术,使油田开发取得了较好效果。1984年底共有油井21口,注水井5口,日产水平473吨,累计采油78万吨,综合含水6.5%;注水井5口,日注水613米³,累计注水72.1万米³,油井生产能力旺盛,注水井工作正常。

引 言

马西深层油田位于黄骅坳陷北大港构造带中部。1965年开始勘探,1978年在4000米深处发现自喷工业油流。深13井用11毫米油嘴生产,日产油212吨,产天然气12万米³。到1979年探明含油面积6.5平方公里,原油地质储量618万吨。1980年钻开发井,1981年建成投产。目前累计产油78万吨,累计注水72万米³,收回了全部投资,取得了较好的开发效果。

油藏地质特征

1. 构造

马西深层构造属较完整的穹窿背斜,轴向北东,长轴5.1公里,短轴3公里,构造面积11平方公里。两翼不对称,北陡南缓,北翼倾角6—8度,南翼倾角3—5度,构造高点在深5—4井附近,闭合度130米。

因此油层厚度比较大，见表1。

在纵向上油层组分布比较集中，板Ⅱ组地层厚度93—110米，多数油层集中于40—60米井段内。板Ⅲ组地层厚度100—230米，油层集中于60—80米井段内。

主力油层板Ⅱ₃₊₄和板Ⅲ₄小层分布更集中。板Ⅱ₃、板Ⅱ₄小层全区连片分布，属厚层状油砂体，单层最大有效厚度可达11米，小层储量占该油组储量的60%。板Ⅲ₄小层集中分布于构造顶部，为块状厚层油砂体，平均油层有效厚度25.4米，小层储量占该油层组储量的60%。该三个小层合计储量占总储量的58%。

3. 油层岩性及储层物性

根据沉积相研究，主要油层沙一下为深水密度流沉积，岩性变化较大。储层以粉细砂岩为主，深灰及灰褐色，分选中等，粒度中值板Ⅱ组为0.125，板Ⅲ组为0.159；分选系数板Ⅱ为1.88，板Ⅲ组为1.71。主要成分以石英、长石为主，石英含量30—40%，长石含量40—45%。泥质含量7.08—9.81%，钙质含量4.7—6.8%。胶结物以泥质—白云质为主，其次为钙质胶结，胶结类型以接触式为主（图3）。岩石润湿性为亲水性（图4）。

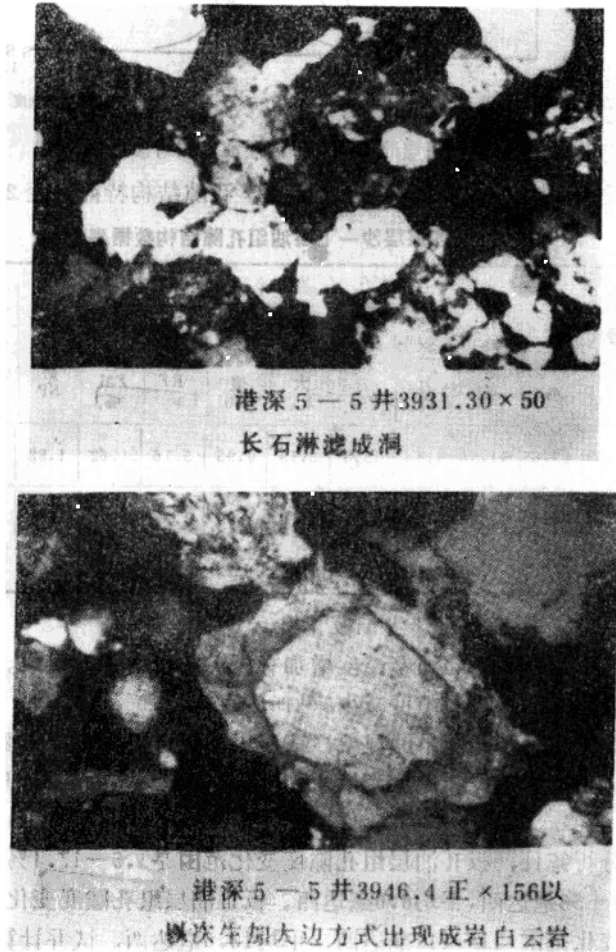


图3

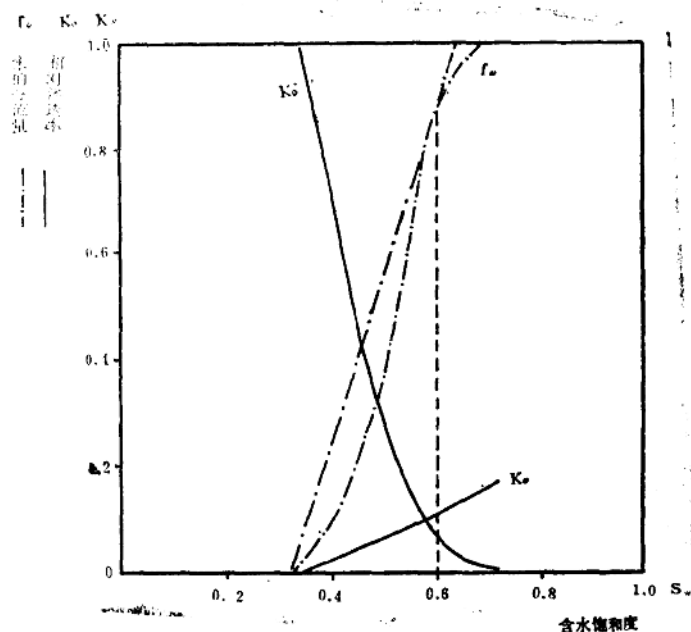


图4 马西深层油田沙一下油层油水相对渗透率曲线

根据取心岩样压汞分析，储层属中等较差类型，孔隙结构特征见表2及图5₁₋₄。

表2 马西深层沙一下油层组孔隙结构数据表

层位	油层组	岩样块数	渗透率 md	孔隙度 %	汞孔 孔隙度 %	毛管压力		孔隙半径		渗透率分布		分选系数 SP	半径均质 D _M	相对分选系数 D	汞饱和度	
						排驱压力 P ₀	中值压力 P ₅₀	最大 R _A	中值 R ₅₀	峰位 RF μ	峰 值 FM %				最大 S _{max}	残余 SR
沙	板Ⅰ	31	12.98	15.65	11.86	4.8	18.8	3.15	0.95	5.16	51.62	1.88	10.88	0.24	70.4	29.3
下	板Ⅱ	26	15.63	14.4	11.04	2.19	9.4	4.16	1.29	8.39	45.83	1.71	10.39	0.27	75.55	24.5
板Ⅰ+Ⅱ		57	14.3	15.03	11.45	3.5	14.1	3.66	1.12	6.78	48.73	1.8	10.64	0.26	73	26.9

从表4及图5₁₋₄看出，板Ⅲ组显然优于板Ⅱ组。

从电镜扫描图象可知，岩石随埋藏深度增加有压实和次生加大现象。当埋深在3000—4500米时，埋深每增加1000米，孔隙度减少8—10%。

矿物的次生加大、充填于孔隙中的现象，在深层表现也很明显。主要表现是石英的次生加大并长成雏晶或发育成晶体、晶簇充填于孔隙中（图6₁₋₂），使孔隙度变小、连通程度变差。

据4口取心井分析统计，板Ⅱ油层组孔隙度变化范围是1.5—17.4%，平均值13.3%，渗透率变化范围<1—53毫达西，平均6.6毫达西。板Ⅲ油层组孔隙度变化范围是6—16%，平均13.3%；渗透率变化范围<1—112毫达西，平均13.6毫达西。试井计算的有效渗透率板Ⅱ组为2.6毫达西，板Ⅲ组为3.1毫达西，板Ⅱ+Ⅲ组平均为2.9毫达西，因此储层物性较差。

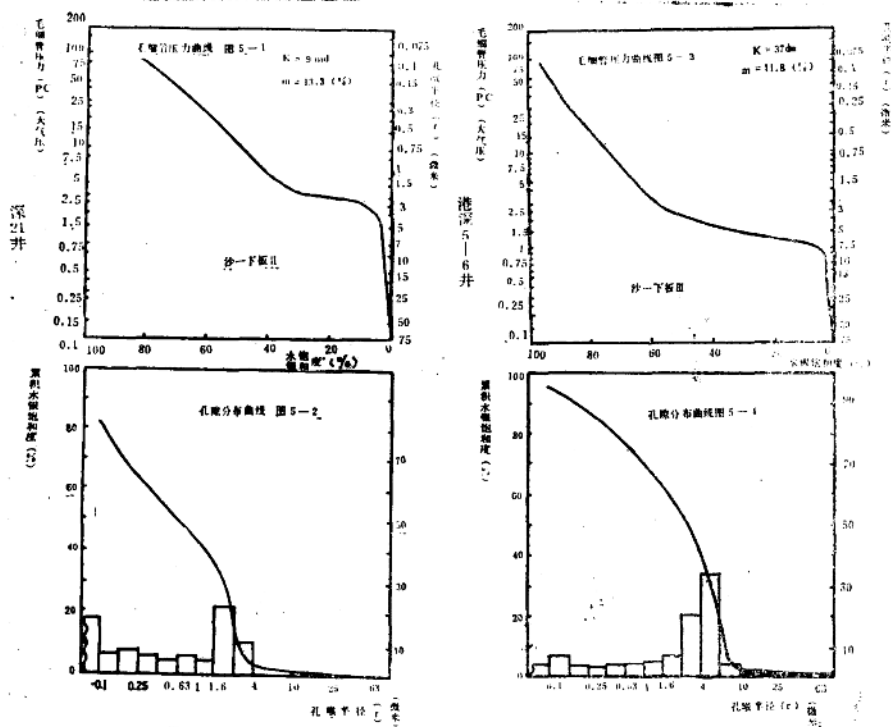


图 5 马西深层沙一下板 I、板 II 油层组毛细管压力及孔隙分布曲线



图 6



图 6

4. 原油性质及油气水分布

由于油层埋藏深，保存条件好，原油性质比较好。主要特点是比重小、粘度低、沥青胶质含量少。见表 3。

表 3 分油层组原油性质表

油 组	比 重 (d_{20}^{40})	粘 度 30℃厘泊	沥青+胶质 %	凝 固 点 %	含 蜡 %	含 硫 %
板 I	0.8484	6.55	5.43	27	14.1	0.0787
板 II	0.8383	6.07	4.73	29.7	11.9	0.0401
板 I + II	0.8408	6.2	4.98	28.7	12.7	0.0540

天然气为油藏溶解气，油田水属重碳酸钠型。见表 4。

表 4 分油层组天然气及油田水性质表

油 层 组	天 然 气							油 田 水		
	比重	甲烷 %	乙烷 %	丙烷 %	丁烷 %	二氧化碳 %	氮 %	水 型	氯根 mg/l	矿化度 mg/l
板 I	0.6413	87.16	7.49	2.73	0.68	1.05	0.81	NaHCO ₃	9678	19820
板 II	0.7007	82.28	8.81	4.56	2.15	0.77	0.76	NaHCO ₃	9749	18947
板 I + II	0.6859	83.50	8.48	4.10	1.78	0.84	0.77	NaHCO ₃	9714	19384

油气水分布主要受构造和断层控制，岩性因素居次要地位。油藏类型以构造断层油藏为主，岩性构造油藏为付。油水界面板Ⅱ组在3900米左右，板Ⅲ组在3970米附近。见图7。

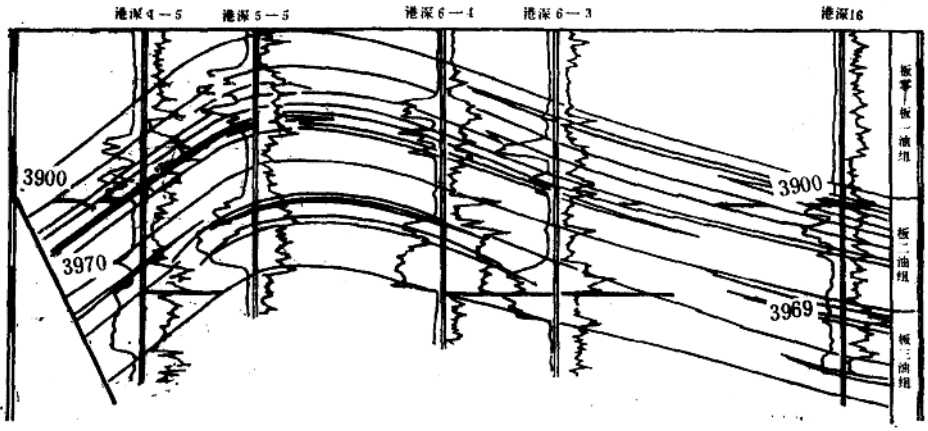


图7 马西深层油藏剖面图

5. 油层温度和压力

由于油层埋藏深，地层温度高，平均油层温度 149°C ，地温梯度 $4^{\circ}\text{C}/100\text{米}$ 。油层压力系数按基准面深度（3928米）计算， $1.473\text{大气压}/10\text{米}$ 为正常高压，是一个统一的压力系统。油层饱和压力393大气压，地饱压差为186大气压。为一高压、高温、低饱和油气藏。按照封闭条件计算的最大弹性产量可达85万吨，弹性驱采收率是12.9%，有较充足的弹性能量。见表5。

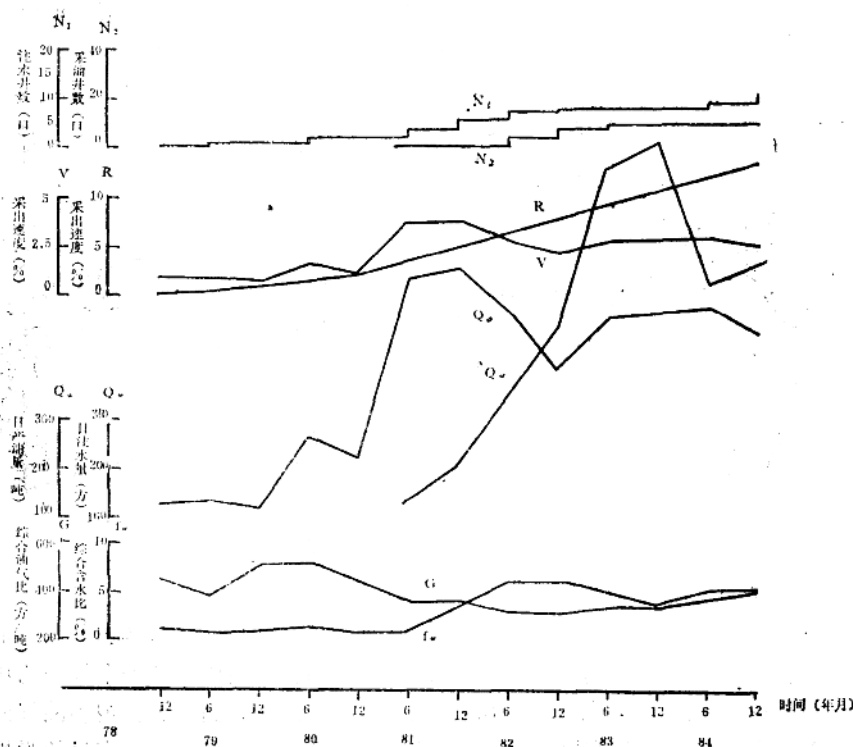
表5 马西深层板Ⅰ、板Ⅱ油层组压力与地下流值性质表

层位	原始地层压力 大气压	饱和压力 大气压	压力系数	地层温度 $^{\circ}\text{C}$	原油 米 ³ /吨	原始气比	体积系数	地层原油粘度 厘泊	压缩系数
板Ⅰ	576		1.473	147					
板Ⅱ	581	393	1.473	150	383	2.0294	0.38		43.98×10^{-5}
板Ⅰ+Ⅱ	679	393	1.473	149					

油 藏 开 发

1980年采用500米井距，正方形井网钻生产井投入开发。1981年底油水井基本钻完，共完井20口，投产12口，平均单井日产油50.2吨，总日产水平465吨，当年采油15.7万吨，试注井1口，日注能力208米³，试注情况正常。各项指标均达到并超过了设计要求。

截止1984年底，共完钻井26口，其中油井21口，注水井5口，日产水平473吨，平均单井日产24.9吨，累计产油78万吨，综合含水6.6%，采油速度2.6%，（按可采储量计算为7.1%），采出程度13.7%（按可采储量计算为39%），5口注水井日注水613米³，累计注水72.1万米³。平均每采1%地质储量含水上升率仅为0.5%，取得较好的开发效果。开采五年，已全部收回投资，并已开始上缴利润，取得了较高的经济效益图8。



马西油田的开发经历了三个阶段:

1. 利用天然能量开采阶段

马西深层油藏潜在着较大的弹性能量，这是因为：(1) 地饱压差高达186大气压，在合理开发的条件下，可利用的弹性能量较大；(2) 压力系数高 (1.473/10米)，具有较强的自喷能力；(3) 地层原油溶气量高，原始油气比383米³/吨，体积系数2.0294，具有较好的自喷条件；(4) 原油性质好，脱气原油比重0.8408，粘度6.2厘泊 (30°C)，地层原油比重0.5515，粘度0.38厘泊，具有较好的流动条件；(5) 流动系数适中 (kh/μ)，变化范围在221—855之间。这就为先期的自喷开采创造了优越条件。根据水动力学计算及对采油指数变化的研究看出，油层压力保持在440大气压时，即使生产井井底压力低于饱和压力，油层内部也不会产生双相流动，在合理压差控制下可以自喷高产。按照封闭条件计算的弹性极限产量可达85万吨，约占地质储量的12.9%，因之充分利用这部份能量，只要在采出极限产量前把水注上去，即可获得较高的采收率。因此，第一阶段利用地层天然能力而不进行人工注水开发，同时还可加速投资回收，取得较好的经济效益。油田投产以来从油层组及分井测压看出 (图9)。尽管各井投产时间先后不一，但各井压力均随时间而下降，且下降趋势相同，证明井间相互连通，为注水开发提供了依据。实践证明，在地层压力降至440大气压的合理界限时，已累计采油44万吨，占地质储量的6.7%，占可采储量的18%，而占弹性总产量的52%。目前油井仍正常自喷生产，含水上升率仅0.9%，生产能力旺盛。

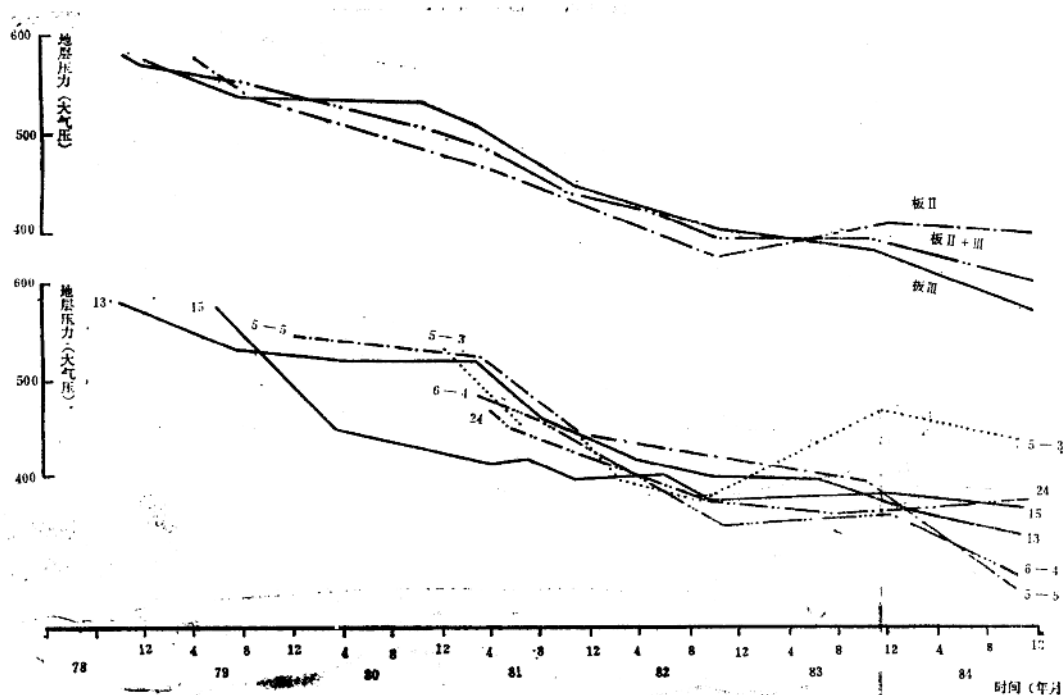


图9 马西深层油田地层压力随时间变化关系图

2.1 高压注水补充地层能量阶段

马西深层埋藏深、渗透率低、地层压力高，给注水工作带来不少困难。根据深14井、深4—5井试注吸水试验，启动压力为350大气压，注水工作压力需400—425大气压，日注水量150—180米³/日才能满足注水开发要求，因此必须进行高压注水。为此，选用了美国TAs型和4Jc—3型三柱塞泵。最大工作压力可达457大气压，排量为8.1—22米³/时，在深45井和深21井按装使用后基本能达到要求。还采用了集中供水、单井配注、井口增压的工艺流程。即在供水站将水处理合格后，用低压水泵将水送至单井配水站，然后用高压柱塞泵升压注水，以满足注水和洗井压力高的要求。

为了保证注水工作能够正常进行，根据油层特点及水质处理的工艺水平，制订了水质标准，并严格要求水质净化处理包括采用了水源水的密闭输送，管线及大罐的内壁防腐，多层混合滤料过滤，在配水站进行二次过滤和加氯杀菌等系列化处理，从而使水质达到并超过了设计标准（见表6）。深4—5井从1980年10月投注至今，注水泵压300大气压左右，日注水量250—280米³，累计注水19.2万米³，注水一直正常。

板Ⅲ组井网第一口投注井深4—5井注水后，采油井深5—5井明显见效，压力回升、产油量增加（图10）。随后，板Ⅱ+Ⅲ井网的深4—3和深5—2井投注后，采油井深5—3井在双向驱动条件下见效明显，日产油由36吨增加到52吨，经压裂后又增至68吨、压力由下降转为上升，流压和静压分别上升了90和60大气压（图11）。

从累计采油量（ ΣQ_o ）与地层压力（P）、采油速度（V）关系曲线（见图12）看出，全区在注水井投注后，受到了明显的水驱效果。压降变缓或稳定，局部还有上升。在采油速度

表 6 马西深层水质标准与实际对比

指 标	单位及对比	单 位	标 准	实 际
水中悬浮物含量	毫克/升	毫克/升	<2	1.0
水中总铁含量	毫克/升	毫克/升	<0.5	0.1
水中悬浮物颗粒直径	微米	微米	<15	12
水中含氧量	毫克/升	毫克/升	1.0	0.077
腐蚀速度	毫米/年	毫米/年		0.003

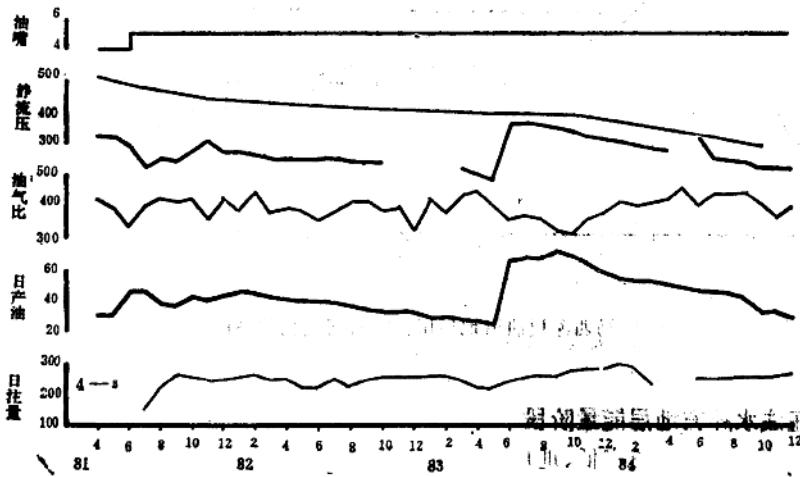


图10 马西深5—5井注采曲线

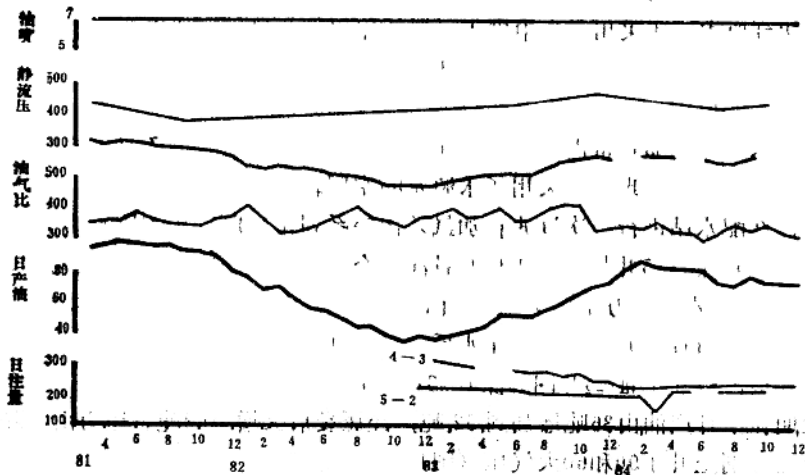


图11 马西深层5—3井注采曲线

保持2%以上(按地质储量计算)时,压力和产量仍稳定或上升,注水开发基本是成功的。

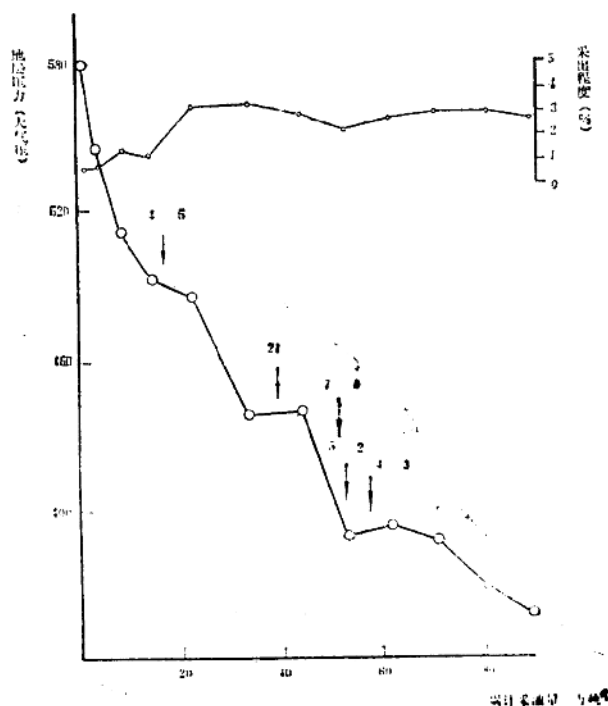


图12 累计采油量与地层压力采油速度关系图

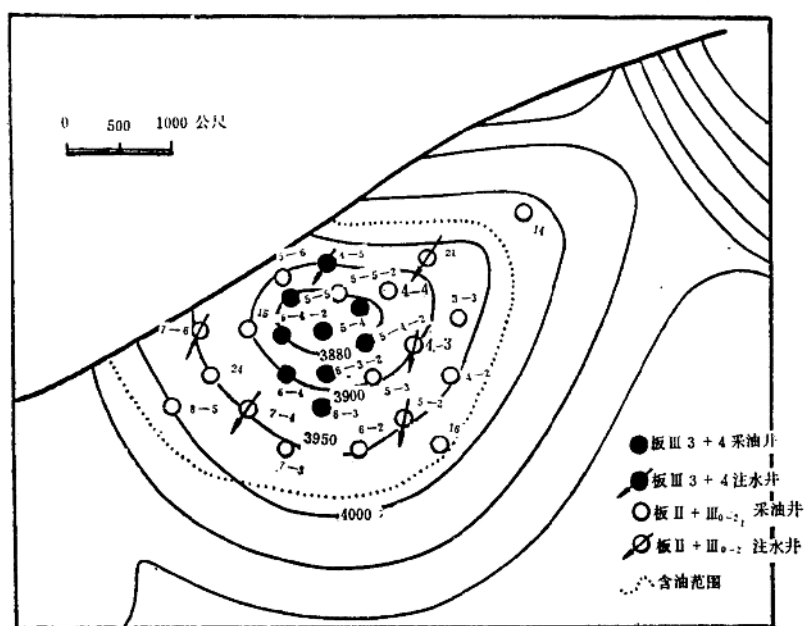


图13 马西深层分层系开发井位图

3. 分层系开发阶段

原方案设计板Ⅱ和板Ⅲ组分两套层系开发，但考虑到井深的复杂性，开发初期拟用一套井网生产。鉴于深层注水技术已基本过关，于是逐步调整为两套层系开发。目前板Ⅲ₃₊₄为一套层系，板Ⅱ + Ⅲ₀₋₂为第二套层系（图13）。第一套层系板Ⅲ₃₊₄为点坝砂沉积，是厚层块状油砂体。层系内单井平均有2~4个层，平均有效厚度25.1米，构造顶部是纯含油带，边部有一油水过渡带或少量底水，但不很活跃。目前该层系有油井8口，注水井1口，油井全部自喷，单井日产24.3吨，日产水平194吨，累计采油44.3万吨，采油速度3.65%，采出程度22.8%，综合含水8.71%；注水井1口，日注水200米³，累计注水19.3万米³，压降大，能量已不足，急需完善注采系统，加强注水。第二套层系板Ⅱ + Ⅲ₀₋₂，是滩坝沉积，属厚层状油砂体。层系内单井平均有4~6个层油层，最多10个层，平均有效厚度22米，目前有油井13口，开井11口，平均单井日产25.4吨，日产水平279吨，累计产油46万吨，采油速度2.19%，采出程度9.88%，综合含水5.06%；注水井4口，日注水415米³，累计注水52.9万米³，注水见效明显，压降有所减缓，仍需完善井网层系，提高开发速度和效果。（见图13）

主要技术措施

1. 开发低渗透油藏，必须注意保护油层不受污染

污染油层，最主要的有两个环节，一是钻开油层，二是试油投产。实践证明，钻井时的泥浆侵入，试油射孔投产时的二次污染，都对油井的产能影响极大，从对部分井压裂堵堵看出（表7），这一现象不容忽视，特别是深层低渗透油层开发更为突出。

根据用泥浆压井打开油层，与清水压井过油管射孔的井层对比，后者要比前者好得多。

表 7 不同射孔方法对油井产能的影响对比表

对比指标	井层数	平均日产量 吨	平均生产压差 大气压	平均每米厚度采油指数 吨/日·大气压·米
泥浆压井射孔	5	43.3	242.2	0.007999
过油管清水射孔	5	79.9	206.1	0.017796

对比看出，过油管射孔比泥浆压井射孔平均日产量增加84.5%；平均生产压差降低18%；平均每米采油指数提高2.2倍。另外，从油井投产后的采油指数变化亦可明显看出，射孔方法不同。对油井的产能影响也不同。如深5—3井，采用过油管射孔投产，当地层压力在450大

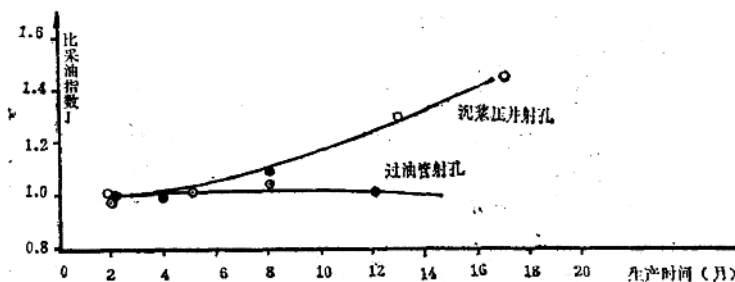


图14 马西深层油田不同射孔方式对采油指数的影响

气压以上时,采油指数稳定不变,而泥浆压井射孔投产的深13井的采油指数是逐渐上升的,这反映了油层被泥浆污染的严重性(图14)。

因此,开发低渗透深层,在确保钻井中用优质泥浆打开油层的情况下,用清水(活性水)压井造成负压差射孔投产是极为重要的。这样既可以保护油层,又会节省泥浆减少工序而降低成本。马西深层油田大都采用了这一工艺,因而井井正常生产,口口生产能力旺盛。

2. 低渗透深层注水,要对地层进行预处理

深层压力高、渗透率低,临界吸水压力必然很高,因此在注水井投注前,必须对地层进行预处理,除了排污、清洗、保持油层、井筒、管柱等常规净化外,还须注意以下两个问题。

(1) 降压投注

马西深层原始地层压力为579大气压,若不降压或降压不恰当,都会使投注失败,或油田恶化。因此,掌握降压尺度,选择最佳投注期非常重要。

根据马西深层6口转注井分析(表8)及投注时的注水泵压与地层压力关系曲线(图15)可知,最佳投注期的地层压力应是405—380大气压,与油层原始饱和压力相差 $\pm 3\%$ 。此时注水泵压不超过250大气压(见图15中虚线段),而单井注入量在228—316米³/日之间,可完全满足单井的配注要求。又从注水井投注时的注水泵压与累计采油量(排液量)关系图(图16)

表 8 马西深层油田转注井数据表

井 号	注水层位	注 水 井 段 米	投产时的 地层压力 大气压	转注时的 地层压力 大气压	转注时的 累计采出 油量, 吨	转注日期 (年·月)	注入泵压 大气压	日注水量 米 ³
深 21	板 I + II ₀₋₂	3865—3977.8	572.4	485.2	3795	82.2	310	177
深4—3	板 I + II ₁₋₃	3823.6—3939.8	506.3	390.2	17903	83.1	175	312
深4—5	板 III ₃₊₄	3949—4017	540.7	540.7	5.9	80.10	385	449
深5—2	板 I + II ₀	3854.2—3934.8	412	380.1	7809	82.12	215	228
深7—4	板 I	3855.2—3925.2	427.6	408.9	11990	82.10	245	264
深7—6	板 I + II ₁₋₂	3852.2—3979	511.6	380.1	7434	85.2	230	308

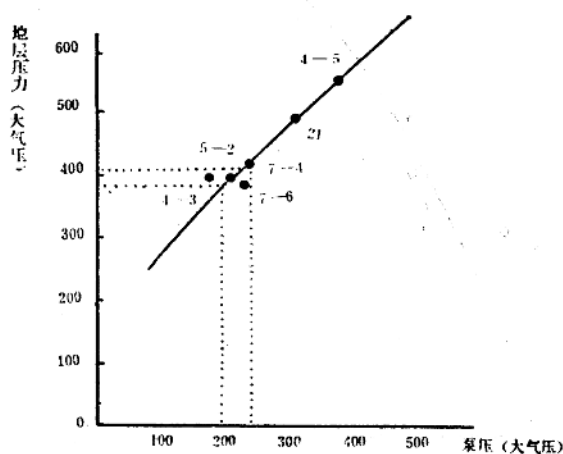


图15 注水泵压与地层压力关系曲线

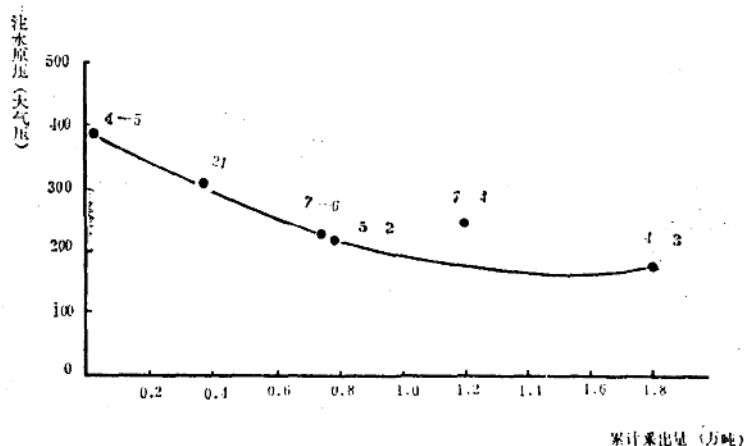


图16 注水泵压与累计采出量关系图

可知，最佳投注期的单井排液界限应是6200—9800米³，相应的注入泵压为190—240大气压。这一排液要求对深层注水是可行的，而且也是行之有效的。

(2) 压裂后投注

马西深层注水井大都是采取压裂后排液投注的。6口注水井，有5口进行了压裂排液，仅深7—4井因排液量大，降压适中而未进行压裂就顺利投注的；但从图16看出，它较压裂后的投注井，注入泵压高出60大气压。深4—5井未排液（因油层致密射孔后不喷）降压，投注时的地层压力高达540.7大气压，在泵压350大气压下，日注水449米³，其所以能顺利注水，主要原因是压裂破堵改造的结果。该井转注前不能自喷排液降压，便用CMC压裂液进行选择

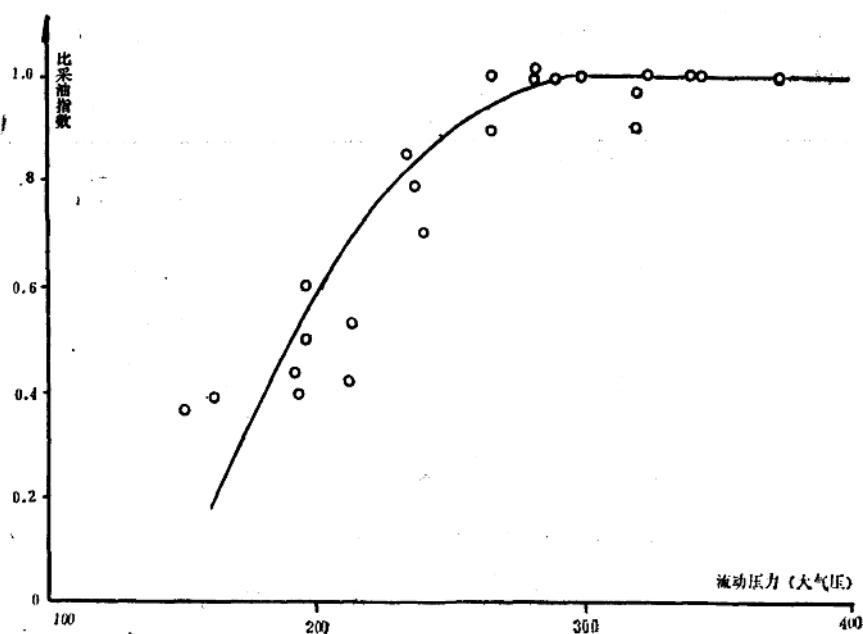


图17 马西深层油田比采油指数与井底流动压力关系

表9 压裂效果对比表

井号	压裂日期 (年月)	井段 米	厚度 米	层位	阶段	选值日期	工作制度	日产量			压力			油气比 米 ³ /吨	含水 %	加砂量 米 ³	泵压 大气压	有效期 月	累计增产 原油 吨	
								油 吨	气 米 ³	水 米 ³	油压	套压	流压							静压
13	84-1 24-29	3809-3961	53.2	I II	压前	83.12	6	30	11980	1.88	88	176	227.5		309	5.89	30.03	100-502	>3	3543
					压后	84.2	6	73	27129	21.1	129	178	334.9	366.4	372	22.4				
15	80.6.9	3809.6- 3881.4	41.4	I	压前	80.4	5	29.5	13257	0.12	59	140	233.2	407.6	449	0.6	30	470	>42	12197
					压后	80.7	5	74.2	30700	1.15	140- 160	229- 235	373.7		413	1.52				
21	81.11.10	3865-3872.8	21.6	I II	压前	81.10	5	39.6		3.48	18	104				8.08	15.0	420-500	3个月 后转注	596
					压后	81.12	6	55.7	16309	21.7	90	175		454.3	298	28.1				
24	84.2.28	3856.4-3970	24	I II	压前	84.1	6	32	9559	0.21	62	160	232.5		299	0.65		420	>2	1554
					压后	84.3	6	58.1	20023	8.25	80	185	268.5		345	12.4	10			
4-2	32.8.19	3855-3944	15.6	I	压前	82.7	4	14.9	3316	0.11	13-35	120	178.0		223	0.75	17.8	320-410	>20	6072
					压后	82.8.26	4	68.7	14820	0.18	150	154	372.2		216	8.25				
4-3	82.9.1	3823.6- 3939.8	31.2	I II	压前	82.8	7	28.4	7785	0.28	38	99	129.3		345	0.9	25.0	380-410	3个月 后转注	3526
					压后	82.9	7	94.9	25537	12.1	115	230	333.2	384.4	269	11.3				
4-5	80.8.18	3849.2-3990	24.8	I	压前	80.8.12		测液面恢复			平均深度893m			折算日产液9.87方			25.0	400-450	注水井	
					压后	80.8.23	6	4.8	1226	116.5	53	129- 140	395.6	540.7	255	96.0				
5-2	32.1.13	3854.2- 3934.8	18.4	I II	压前	81.11.26	5	18.4	3756	0	40-45	126- 160				0	6.0	480-350	8个月 后转注	3831
					压后	82.2	5	44.3	11158	3	65	200			252	83.4				
5-3	83.5.25				压前	83.4	7	45.7	17719	0.64	65	100	211		388	1.38	8.06	250-300	>11	8271
					压后	83.6	7	52.4	19227	0.31	52	90	213.8	438.8	367	0.59				
5-4	83.5.25	3903.4-3910	27.6	I	压前	83.4	7	40.5	15608	0.35	45	75	164.2		385	0.86	58.0	320	>11	15490
					压后	83.4	7	144.0	22114	27.3	181	210			154	16.0				

井号	压裂日期 (年月)	井段 米	厚度 米	层位	阶段	透值 日期	工作制度	日产量			压力			油气比 米 ³ /吨	含水 %	加砂量 米 ³	泵压 大气压	有效期 月	累积 增油 吨
								油 吨	气 米 ³	水 米 ³	油压	套压	流压	静压					
5—5	83.6.9	3908—3945	32	Ⅱ	压前	83.5	5	25.4	10248	0.19	50	140	186.1	409.3	0.74	28.6	330—380	>19	10877
					压后	83.7	5	67.6	25542	2.23	139	139	369.4	343.6	3.19				
6—2	83.1.18	3874.5— 3963.4	27.9	Ⅱ	压前	82.12	5	17.1	4372	0.16	21—28	120	208		256	15	350—380	11	5551
					压后	83.2	5	54.7	13122	8.46	70	203	260.4		240	13.4			
6—4	84.1.14	3937—3953	16	Ⅱ	压前	83.12	6	20.9	8599	0.14	85	88	195.4		411	33	260—480	>3	3383
					压后	84.2	6	74.4	24229	7.77	114	90	312.9	361.7	326	9.46			
7—3	82.9.5	3892.0—3930	17	Ⅱ	压前	82.8	5	20.7	43445	0.19	20—28	100— 125	137		210	19.5	370—450	>19	15756
					压后	82.10	5	47.1	13280	1.05	87	210	294.2		282	2.18			
7—6	83.1.16	3853.2—3979	36.5	Ⅱ	压前	82.12	5	12.0	5330	0.06	40	130	213.2		444	0.5	430—400	>13	1623
					压后	83.2	5	26.5	11489	13.9	78	177	260.7		434	34.4			
8—5	83.1.20	3880.6— 3915.5	18.9	Ⅱ	压前	82.12	5	19.0	6283	0.14	52	125	236.3	509.6	331	12.8	350—400	>15	9338
					压后	83.2	5	60.5	14639	2.38	90	200	305.5		240	3.78			

压裂, 加砂25米³, 压裂后转自喷, 6m/m油嘴日产油4.8吨, 日产水116.5米³, 流压395大气压, 排液后投注油层顺利吸水, 投注成功, 至今已正常注水近五年, 目前注水泵压178大气压, 日注水量296米³, 累计注水20.5万米³。

根据油井压裂前后测得压力恢复曲线参数计算结果(表10), 压裂在破堵、异流、提高油层渗透率、改善流动条件上都有着显著作用。实践证明, 压裂在改造深层, 确保注水方面将会更加重要。

3. 低渗透油田开发必须压裂改造油层

马西深层原始压力高, 地层能量足, 然而由于埋藏深、压实作用强, 致使油层孔隙度小, 渗透率低。油井投产后, 生产压差都很大, 一般均在100大气压以上, 最高可达350大气压。从图17看出, 流动压力在280大气压时采油指数稳定不变, 但当流动压力降至250大气压后, 则明显下降, 因此大压差生产极不合理。在油田投入注水开发时, 投注前的降低泵压, 注水过程中的水井增注, 油井增产, 均需进行压裂改造。几年来先后对16口井进行了压裂, 其中油井转注前压裂5口, 采油井压裂11口, 口口有效, 见表9。

从表中看出, 平均单井日产油是压裂前的2—5倍, 单井日净增产油量20—50吨, 增产幅度最大的深5—4井, 日产油量由压前的40.5吨增至压后的144吨。截止84年底, 该井用6m/m油嘴生产仍日产油47吨, 有效期达19个月以上。压裂井平均有效期均在一年左右, 最长的深15井达48个月以上。截止目前深15井仍日产油23.4吨, 流压253.3大气压仍高于压裂前的233.2大气压。至1984年底, 16口压裂井已净增产98412吨原油, 是同期累计采油量的13%。从四口压裂前后测得压力恢复曲线计算结果可看出, 压裂在深层整个开发历程中, 有着极为重要的作用。从表10中可知, 压裂使油层渗透率可以提高1—8倍, 完善指数可改善2—10倍, 油井生产压差可减小4—8倍, 导压系数可增大2—8倍。因此, 深层开发中压裂是改善开发状况、提高开发效果的有效措施。

表 10 马西深层采油井压裂前后压力恢复曲线参数计算成果对比表

井 号	压裂日期	测压日期	产 量 吨	斜 率	流 压 大气压	静 压 大气压	流动系数	渗透率 毫达西	导压系数	工作压差 大气压	完善指数
深13	84.1.24	83.6.4	39.2	12.8	224.9	404.4	164.83	1.18	80.29	179.5	14.02
		10.8	37.3	19	177.3	401.2	106.46	0.77	52.129	223.9	11.78
		84.2.20	90.3	5.3	394.5	386.4	922.37	6.638	449.39	31.6	5.96
		6.9	64.5	9.2	309.7	353	357.93	2.576	174.39	4	4.8
5—5	83.6.9	83.5.20	27.5	20.7	171.6	409.3	71.45	0.923	65.45	237.7	4.5
		10.13	70.6	12	340.4	399.3	316.4	4.09	276.89	58.9	4.91
		84.7.1	48.8	14.1	268.8	230.5	157.8	2.04	138.108	61.7	4.37
6—4	84.1.14	83.5.27	35.4	9	183.3	366.2	286.01	3.268	221.24	182.9	20.32
		84.2.17	73.8	9	325.2	351.7	449.99	6.812	461.172	26.5	2.94
		6.14	50.5	8.2	308.0	333.7	331.94	5.116	346.95	25.7	3.13
深24	84.2.28	83.11.26	29	16	202.5	365.3	71.2	1.11	75.14		10.18
		84.6.12	57.4	28	230.6	375.3	110.249	1.717	116.24		5.49
		11.19	42.1	31.6	199.4	377.1	72.159	1.123	76.0		5.62