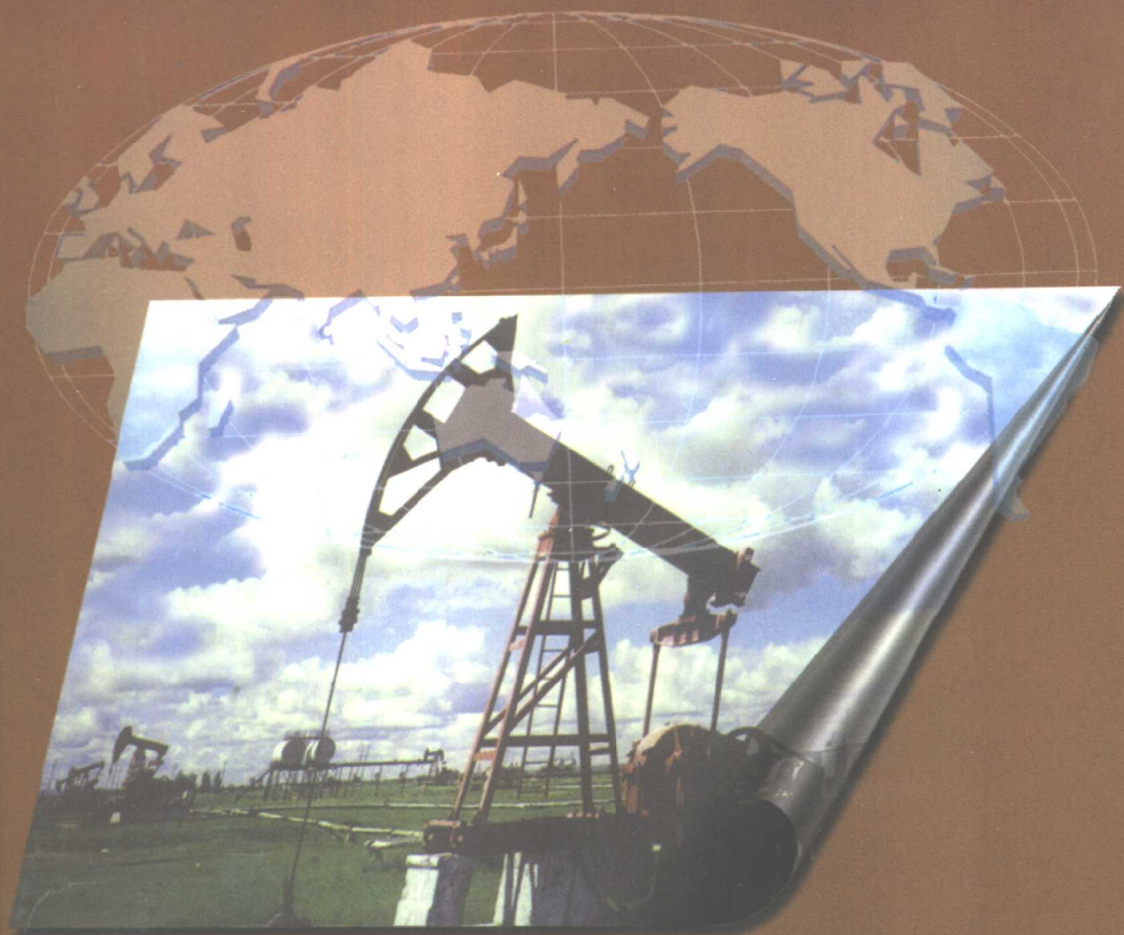


油气藏地质与开发工程国家重点实验室系列专著

油田稳油控水 技术论文集

陈铁龙 蒲万芬 主编



石油工业出版社

(京)

6-53

油气藏地质与开发工程国家重点实验室系列专著

油田稳油控水技术论文集

陈铁龙 蒲万芬 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是油气藏地质与开发工程国家重点实验室系列专著之一。全书分为理论研究、实践应用和综合分析三个部分,内容涉及到新型调堵剂与调驱剂的研制、CDG 理论研究、特殊油藏应用实例以及稳油控水综合措施评价等诸方面。

本书从不同角度反映了油田稳油控水技术研究应用的最新成果,为我国注水油田开发中后期的稳油控水工作提供了新的思路、方法和手段,对石油科技工作者来说不失为一本极有价值的参考书。

图书在版编目(CIP)数据

油田稳油控水技术论文集/陈铁龙,蒲万芬主编.
北京:石油工业出版社,2001.8
(油气藏地质与开发工程国家重点实验室系列专著)
ISBN 7-5021-3466-2

I. 油…
II. ①陈…②蒲…
III. 石油开采-技术-文集
IV. TE357-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2001)第 048613 号

石油工业出版社出版
(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)
河北省徐水县印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 17 印张 432 千字 印 1—1200
2001 年 8 月北京第 1 版 2001 年 8 月河北第 1 次印刷
ISBN 7-5021-3466-2/TE·2570

定价:36.00 元

前 言

(代序)

我国陆上油田 80% 以上是靠注水开发, 注水油藏往往在开发中后期会出现油井含水上升、注水开发效果和经济效益越来越差的难题。稳油控水已成为注水开发油田提高注水效率和最终采收率的主要手段。随着科学技术的发展以及工艺水平的提高, 稳油控水的技术日趋完善, 全国稳油控水技术应用的效果越来越明显, 稳油控水措施增油量越来越大。

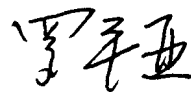
经过最近十年石油科技界的不懈努力, 油田稳油控水技术又有了长足的进步, 特别是在调剖、堵水、调驱等化学剂的研究和极端恶劣的油藏环境下的应用方面有了突破, 现场应用取得了很好的效果。为了使这些先进的技术得以迅速地推广, 体现科学技术是第一生产力, 进一步提高注水开发油藏的水驱采收率, 西南石油学院“油气藏地质与开发工程”国家重点实验室于 2000 年 6 月在成都组织召开了全国稳油控水技术研讨会。会议就新型调剖剂和驱油剂的研制、交联聚合物调驱技术研究与应用、稳油控水的数值模拟研究以及现场应用效果评价等方面进行了广泛、系统和深入地讨论。会议收到论文 50 余篇, 经筛选现将部分论文汇编成《油田稳油控水技术论文集》, 以总结近年来稳油控水技术的室内研究和现场应用成果。

本书分为理论研究、实践应用和综合分析三个部分, 内容涉及到新型调堵剂与调驱剂的研制(如新型疏水缔合聚合物 NAPs、粘弹性表面活性剂 PWASH、高强度调剖剂 YTP 和 KM 等)、CDG 理论研究(如成胶机理、微观结构、分子形态、数值模拟)、特殊油藏(如高温、高矿化度、底水、大孔道、裂缝性油藏等)应用实例以及稳油控水综合措施评价诸方面。

本书从不同角度反映了油田稳油控水技术研究应用的最新成果, 为我国注水油田开发中后期的稳油控水工作提供了新的思路、方法和手段, 对石油科技工作者来说不失为一本极有价值的参考书。希望本书的出版能对油田的生产和科研具有一定的指导和借鉴作用, 也能对我国油田提高采收率技术的发展有所贡献。

中国工程院院士

油气藏地质与开发工程国家重点实验室主任



2000 年 10 月 18 日

目 录

孤岛油田大孔道的特征及调剖封堵对策	何长 穆建邦 杨社红 汪正勇 杜祥义	(1)
纯 47 块控制油井底水锥进技术	李道轩 徐新丽 荣启宏	(8)
濮城沙三低渗透微裂缝油藏提高采收率技术研究	南国立 陈秋芬 杨永超 黄晓红	(13)
W11 块提高水驱采收率作法及效果	徐树汉 赵普春 陈俊革 王家骅 肖利平	(21)
PI 决策技术在复杂断块油田调剖中的应用	南国立 杨永超 仪建翎 宿亚仙	(28)
颗粒型堵剂在低渗油藏堵水中的研究应用	吴 静 李现东 张嘉兴 庞德春	(37)
深度调剖技术在油田开发中的应用与展望	李建阁 周万富 张丽梅 李庆松	(42)
YTP 高强度调剖剂的研制与应用	李建阁 王贤君 卢 军 王喜峰 张丽梅	(49)
近解远调调剖剂的研究应用	赵普春 周玉超 黄灿生	(54)
高效、廉价驱油体系室内实验研究	赵丕兰 樊 鸣 张继红 于 梯	(60)
CD 胶驱油油藏数值模拟技术的应用研究	杨正明 朱维耀 李 捷 冯成兵	(69)
对交联聚合物驱油技术应用中几个技术问题的认识	周志齐 汪庐山	(75)
聚合物与交联聚合物驱油技术对比研究	郭延军 吕西辉 段庆华 田玉芹	(79)
胜利油田交联聚合物调驱技术研究与应用	汪庐山	(84)
稠油油藏聚合物驱矿场试验及其数值模拟评价	吴行才 赫恩杰 曾庆桥 黄桂花 梁玉彪 郝以岭	(89)
调剖堵水用 NAPs 冻胶的研制与性能评价	王 健 罗平亚	(96)
聚合物驱油的试井分析理论与软件研究	李治平	(101)
注水井暂堵调剖研究及应用	赵普春 张国欣 王惠英 祖钦先	(105)
KM 型高强度堵调剂的研究	唐功勋 王海英 刘 军 张代森 郑 健	(112)
火烧山油田 H ₂ 、H ₃ 层区域控水稳油综合治理技术研究	韩 力 徐学成 李 斌	(118)
聚合物洗油剂 PWASH 的室内研究	杨 旭 蒲万芬 唐洪明 孙立力	(133)
CD 胶的微观结构及渗流特性研究	吴庆红 刘卫东 刘昌义 童正新	(137)
大王庄油田留 62 断块调堵驱提高开发效果技术研究	周大勇 赵 英 刘松群 田小川 李运娥	(141)
孤东油田堵水调剖技术	汤志强 刘 洋	(149)
河间东营组油藏调水增油提高采收率技术研究	赵 英 刘淑敏 王进宝 宋海英	(153)
黄胞胶交联体系的调剖封堵性能研究	王 芳 吴庆红 徐桂林	(160)
精细注采调整实现控水稳油	蒋培军 王树义 焦立芳 张 永 李 艳	(164)
深部调剖及其配套技术在大港油田的应用	王学民 李芝艳 权秀英 陈美华	(173)
双河油田特高含水后期开发阶段注采结构调整的实践与应用	程爱巧 董科武 邱坤志 施木喜	(180)

下二门油田 H 二 II 油组聚合物驱段塞控制技术	邱坤态	施木喜	张 磊	程爱巧	(186)
影响弱凝胶成胶性能因素研究	郑晓春	陈铁龙	赵继宽		(199)
赵州桥油田赵 108 断块整体弱凝胶调驱技术研究	蒙立新	金淑芝	王树义	张 永	郑西平 (206)
CDG 调驱剂的研制及应用	陈铁龙	郑晓春	赵继宽		(216)
荆丘油田 45 断块耐酸堵剂笼统堵水的实践	陈铁龙	蒲万芬			(227)
任丘雾迷山组油藏高含水期稳产技术研究	毛琼	于俊吉	夏 彤	张洪茂	(232)
预成胶的室内研究及裂缝性油藏的应用	蒲万芬	唐伏平	陈铁龙	徐学成	韩 力 黄 勇 吴小玲 (240)
抗高温调剖剂的研制	陈铁龙	赵继宽	赵秀娟		(247)
聚合物溶液在多孔介质中的拉伸粘度及其对驱油效率的影响	蒲万芬	彭彩珍	杨清彦	吴小玲	黄爱斌 (252)
CDG 深部调驱技术在 W95 块的应用	廖泽文	许国甫	陈淑霞	黄 斌	王坤 (259)
附录 单位换算表					(266)

孤岛油田大孔道的特征及调剖封堵对策

何 长 穆建邦 杨社红 汪正勇 杜祥义

(胜利石油管理局孤岛采油厂)

摘要 依据孤岛油田的地质特点和长期注水开发生产历程,分析了孤岛油田大孔道形成原因,以及大孔道在注水井过程中所呈现的特征。为此在室内对各种类型堵剂进行筛选及性能评价,确定了以 HD—1 无机颗粒型+LWSD—1 木质素磺酸钙冻胶型复合堵剂调剖体系封堵大孔道,并且详细提出了调剖封堵大孔道选井选层原则及其调剖封堵对策。自 1997 年以来调剖封堵大孔道 58 井次,对应油井累计增油 57383t,少产水量 71361m³,投入产出比 1:2.37。

主题词 孤岛油田 大孔道 特高含水期 调剖封堵 特征

1 前 言

孤岛油田储层为河流相正韵律沉积的砂岩油藏,渗透率高,泥质胶结疏松易出砂,油层非均质性严重,油水粘度比大。经过长期强化注水开发,油藏储层孔隙结构变化大,形成次生大孔道,使大量的注入水沿大孔道作无效循环,降低了水驱波及体积。自 1993 年开始粘土+HPAM 双液法大剂量调剖以来,截止 1997 年底总计施工 43 井次,累计增加原油 2.14×10⁴t,取得了较好的经济效益,同时也发现调剖后对应油井受效率和增油量逐年下降,由 1993 年的 71.4%下降到 1997 年的 42.1%,平均单井增油田 1680.7t 降至 318.2t,并且在调剖施工过程中有 7 口调剖井发现对应油井中采出堵剂,表明大孔道的确存在。针对粘土+HPAM 双液法调剖效果降低以及大孔道存在的问题,1997 年在室内对各种类型堵剂进行筛选、性能评价,确定了以 HD—1 无机颗粒型+LWSD—1 木质素磺酸钙冻胶型复合堵剂调剖体系,并在现场应用中配套完善调剖工艺,形成了封堵大孔工艺技术,满足了孤岛油田特高含水期开发需要。

2 大孔道形成的原因

(1) 孤岛油田为泥质胶结疏松砂岩油藏,长期注入水冲刷,造成大量出砂及微粒运移,使储层孔隙度、渗透率、泥质含量发生了很大变化(表 1),这是促使形成大孔道的主要原因。

表 1 孤岛油田中二北 Ng³⁻⁴储层物性变化统计表

对比阶段	时间 年	K 10 ⁻³ μm ²	φ %	泥质含量 %	万吨油出砂量 m ³	出砂粒度中值 mm
低含水期	1971~1980	1037	32.3	11.2	2.0	0.121
中高含水期	1985~1988	1645	33.6	9.6	10	0.132
特高含水期	1991~1996	5560	35.7	6.97	44	0.145

(2) 孤岛油田为正韵律沉积，非均质性严重，加剧了大孔道的形成。油层非均质系数 1.55~2.27，渗透级差 9~21。随着注水时间延长，注入水主要沿阻力小高渗透层突进，加剧了层间层内矛盾。如 1996 年特高含水期密闭取心井 X5J142 的 RST、核磁共振测井解释表明：主力层 3⁵ 和 4⁴ 水淹波及系数为 100%，68.4%，非主力层 4² 和 4³ 水淹波及系数只为 0 和 25%；中 12J411 井 4² 层组合测井成果（表 2）也表明油层渗透率是该区块开发初期渗透率 10 倍以上，层内非均质程度加剧，使高渗透带成逐渐形成大孔道。

表 2 12J411 井 4² 层组合测井成果表

层 位	井深 m	K 10 ⁻³ μm ²	φ %	泥质含量 %	水淹水洗程度
4 ²	1214.6	359.6	34.2	25.9	弱水淹
	1215.6	5124.5	40.3	1.84	强水淹
	1216.6	12211.2	44.2	0.21	特强水洗段
	1217.6	2793.9	37.3	2.21	强水淹
	1218.6	48.7	24.4	16.8	弱水淹
	1218.8	16.0	22.0	25.3	弱水淹

(3) 孤岛油田为河流相沉积，在水驱油过程中，注入水总是优选进入河道，并沿河下游方向突进。如中一区 Ng⁴，处于河流沉积滩脊微相油层厚度大（平均值 11.5m），渗透高（平均值 5.9μm²），油井累积水油比达 15 以上，是非河道微相的 3 倍。同时处于滩脊微相的注水井呈现注入油压低（小于 5MPa），吸水指数大的特点。这表明河流沉积滩脊微相水洗严重，到特高含水期易形成大孔道。

(4) 孤岛油田地下原油粘度 20~80mPa·s，油水粘度比大（80~350），注水后水沿高渗透带“指进”严重，至特高含水期成为水的渗透流通道，冲刷淘洗形成大孔道。

(5) 强注强采，随注水倍数增加，也会加剧大孔道的形成。

3 大孔道在开发中所表现的特征

3.1 注水油压低，启动压力低，吸水指数大

1995 年以来，施工过程中有 10 口调剖井对应油井见到了堵剂，为此重点进行了分析发现其注水油压低、启动压力低、吸水指数大。注水井平均油压 2.7MPa，（与油田平均注水油压 7.5MPa 低 4.8MPa），启动压力为 -0.35MPa，吸水指数高达 80m³/（d·MPa）（表 3）。说明低油压注水井与对应油井之间渗流阻力小，存在大孔道。

表 3 注水油压、启动压力、吸水指数统计表

序号	井号	油层 厚度 m	调剖前注入动态				施工 工艺	剂量 m ³	施工 泵压 MPa	施工过程中对应油井 出堵剂 (井距 150~350m)
			油压 MPa	日注 m ³ /d	启动压力 MPa	吸水指数 m ³ /（d·MPa）				
1	25N5	11.8	6.0	204	-0.2	86.6	粘土 双液法 HD—1	600	2~6	26—205 出堵剂
2	31N19	30.2	4.5	291	2.5	53.6		750	0~8	33—19 出堵剂
3	30—415	19.8	3.7	226	-0.5	112.3		850	0~9	30—28 出堵剂
4	28—8	21.7	5.8	225	-2.6	57.5		120	0~2	29—506 出堵剂

续表

序号	井号	油层 厚度 m	调剖前注入动态				施工 工艺	剂量 m ³	施工 泵压 MPa	施工过程中对应油井 出堵剂 (井距 150~350m)
			油压 MPa	日注 m ³ /d	启动压力 MPa	吸水指数 m ³ /(d·MPa)				
5	37N13	11	0.7	244	0.4	102.5	粘土	230	0~3	对应 4 口井出堵剂
6	5N9	15	2.3	156	-0.2	57.5	双液法	800	4~11	5—9 出堵剂
7	D5N27	38.6	0.5	88	-1.4	80	HD—1	450	4~9	D7—26 出堵剂
8	24N515	26.2	1.4	104	-0.9	143.4		460	2~10	24—515 出堵剂
9	D13—27	38.6	0.2	145	0.5	51.7		100	0~2	D11—271 出堵剂
10	36—8	26.7	1.7	138	-1.1	55.53		800	0~2	36nb6 出堵剂
平均值		23.9	2.7	182	-0.35	80		516	2~6	

3.2 吸水剖面差异大

据产出堵剂 10 口调剖井吸水剖面分析, 油层总厚度 239.6m, 其中强吸水厚度 54.7m, 占总油层厚度 22.8%, 但吸水量却占 73.8%。

3.3 压降曲线指数 PI 值小

根据注水井关井后测得的压降曲线, 可计算出注水井压力指数 PI 值:

$$PI = \frac{\int_0^t p(t) dt}{t} \quad (1)$$

式中 PI ——注水井的压力指数, MPa;

$p(t)$ ——注水井关井 t 时间后井口的油管压力, MPa;

t ——关井测示时间, min。

当注入量和流体粘度一定时, PI 值与 Kh 成反比, PI 值越小, 压力降落曲线越陡, 压力降落越快, 压力传播越快, 表明油层渗流阻力越小, 存在高渗透带或大孔道。如在调剖施工过程中, 对应油井出堵剂的 10 口注水井调剖前 PI 值为 0.85MPa。

4 调剖封堵大孔道堵剂优选

孤岛油田存在大孔道的注水井具有渗透高、孔喉半径大、注水启动压力低、吸水指数大的特点。在调剖封堵大孔道或高渗透带时, 不仅要求对近井地带封堵, 更主要的是堵剂能进入油层深部进行远井封堵, 要求堵剂进得去油层, 并且能留住; 价格要低, 原料来源广。据采出的堵剂分析粒径在 20~60 μm , 说明孤岛油田出堵剂井的大孔道的喉道至少为 60~180 μm 。依据“三分之一”和“三分之二”粒径架桥规则表明: 堵剂颗粒直径选择大于中低渗透层孔径而小于大孔道半径 1/3, 结合油田出砂粒度中值 145 μm 。因此孤岛油田封堵大孔道井采用的堵剂粒径 60~120 μm , 即可产生较好堵塞效果。

在室内对 15 种无机颗粒型堵剂和 5 种冻胶型堵剂样品试验筛选、评价, 确定了以 HD—1 无机颗粒型 + LWSD—1 木质素磺酸钙冻胶型复合堵剂为主体封堵大孔道工艺技术。

4.1 HD—1 无机颗粒型堵剂特点及性能

4.1.1 HD—1 无机颗粒型堵剂特点

HD—1 堵剂由无机颗粒粉煤灰、改性树脂、油井水泥、聚丙烯酰胺、分散剂等构成。

HD—1 堵剂中各种成分作用是不相同的, 其中改性树脂为油溶性聚合物, 在地层作用下呈熔融状态, 增强堵剂粘附能力; 聚丙烯酰胺增稠和悬浮作用有利于施工作业; 分散剂为强亲水性表面活性剂, 使堵剂各组分易分散于水中, 特别利于固体粉末进入地层微孔道之中; 无机颗粒粉煤灰、水泥是堵剂的主要成分, 选用与地层孔道的匹配粒径分布, 用于增强堵剂封堵强度。它具有强度高、耐温、化学性质稳定、有效期长的特点。

4.1.2 HD—1 堵剂性能

10%HD—1 溶液粘度小于 $30\text{mPa}\cdot\text{s}$, 室温可稳定静放 1h, 适用温度 $40\sim 120^{\circ}\text{C}$, 初凝时间: $4\sim 24\text{h}$ 可调, 抗压强度 2.5MPa (72h), 在 $\phi 25\text{mm}\times 60\text{mm}$ 的人造岩心 $K=6.5\mu\text{m}^2$ 中, 温度 70°C , 反应 24h 测突破压力为 2.2MPa , 堵塞率不小于 95%。

4.2 LWSD—1 木质素磺酸盐堵剂特点及性能

LWSD—1 木质素磺酸盐复合调剖剂由木质素磺酸钙、聚丙烯酰胺、交联剂构成调剖剂, 主要可进行如下三种情况的交联反应:

- (1) PAM 之间的交联反应;
- (2) 木钙之间的交联反应;
- (3) PAM 与木钙之间的交联反应。反应产物为网状形结构的复合冻胶体。

LWSD—1 木质素磺酸盐复合调剖剂主要性能: 适应温度 $50\sim 120^{\circ}\text{C}$; 胶凝时间 (70°C) $1.5\sim 2.5\text{h}$; 视粘度 $20\times 10^4\sim 30\times 10^4\text{MPa}\cdot\text{s}$; 堵塞率 90% (在岩心 $K=2.5\mu\text{m}^2$ 中)。

4.3 HD—1 + LWSD—1 复合堵剂性能

人造石英砂充填 $25\text{mm}\times 250\text{mm}$ 钢管中, 以自来水为介质, 70°C 测岩心封堵前渗透率 $34.8\mu\text{m}^2$, 再挤入 0.5 倍孔隙体积 (其中 10%HD—1 堵剂, 0.45 倍孔隙体积 + 5%LWSD—1 为 0.05 倍孔隙体积), 并用水顶替入岩心, 在 70°C 下放置 48h, 仍以自来水为介质, 测封堵后渗透率 $0.31\mu\text{m}^2$, 突破压力 4.3MPa , 堵塞率 99.1%。16 倍孔隙体积水驱后堵塞率仍保持在 95%, 说明复合堵剂封堵大孔道强度高, 耐冲能力强。

5 调剖封堵大孔道工艺

5.1 调剖封堵大孔道机理

长期注水开发的疏松砂岩油藏中, 已存在大孔道或高渗透带, 为了更加充分利用地层的非均质特点, 要求光油管施工并关井停注 $5\sim 10\text{d}$ 泄压。在相同注入压力下, 大量堵剂通过地层的自然选择会优先沿高渗透带推进, 并在预定时间内生成冻胶或沉淀或固结体等物质能有效起到调剖封堵的作用, 达到改变注入液流动规律、提高后续注入液波及体积和油田采收率的目的。

5.2 选井和优化堵剂组合原则

(1) 注水油压长期不大于 3MPa , PI 不大于 3MPa , 注水启动压力不大于 1MPa , 吸水指数大于 $50\text{m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$, 证明大孔道存在。采用 HD—1 无机颗粒型 + LWSD—1 木质素磺酸钙堵剂复合堵剂段塞调剖工艺。

(2) 注水油压 $3\sim 6\text{MPa}$, $PI=3\sim 5\text{MPa}$, 注水启动压力 $=2\sim 5\text{MPa}$, 吸水指数 $>50\text{m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$, 证明高渗透带存在, 采用 HD—1 无机颗粒型 + LWSD—1 木质素磺酸钙堵剂复合堵剂段塞调剖工艺。

5.3 堵剂用量

孤岛油田颗粒型堵剂用量经验公式：

$$W = \beta \cdot h \cdot \Delta p \quad (2)$$

式中 W ——堵剂用量, t ;

Δp ——施工注入泵压 (孤岛油田取 11MPa) 与正常注水油压之差, MPa ;

h ——调剖油层厚度, m ;

β ——用量系数, $t/(\text{MPa} \cdot m)$ 。

每米地层压力上升 1MPa 所需的堵剂用量, 经大量数据统计和现场验证, 当注水井吸水指数大于 $80\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 时, 取 $0.3 \sim 0.5t/(\text{MPa} \cdot m)$; 当注水井吸水指数小于 $80\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 时, 取 $0.2 \sim 0.35t/(\text{MPa} \cdot m)$ 。封口剂或前置堵剂用量: $W_1 = 10\% \cdot W$ 。

5.4 施工工艺

(1) 控制合理注入压力和排量。施工初期要小排量、低泵压施工, 保证堵剂能沿大孔道方向纵深地带推进封堵高渗透带, 以提高调剖封堵效果和延长有效期 (孤岛油田施工排量 $10 \sim 16\text{m}^3/\text{d}$, 要求要有爬坡压力 3MPa 以上, 施工结束时压力不大于 11.0MPa)。

(2) 对已呈现大孔道特征的注水井调剖, 采用间歇式注入工艺。先注入 $\text{LWSD}-1$ 堵剂, 关井候凝 24h 形成冻胶, 然后注入 $\text{HD}-1$ 堵剂, 最后再注 $\text{LWSD}-1$ 堵剂封口形成具有较高强度和耐冲洗能力的封堵屏障。

6 矿场实施及效果

6.1 调剖封堵大孔道的总体效果

孤岛油田自 1997 年开展 $\text{HD}-1 + \text{LWSD}-1$ 复合堵剂段塞调剖封堵大孔道以来, 截止 1999 年共施工 58 井次, 10% 堵剂平均单井注入量 403m^3 。调剖前后对比 (表 4): 注水井平均油压由 3.3 升至 5.9MPa , 增加 2.6MPa ; 启动压力 1.6 升至 3.6MPa , 增加 2MPa , PI 值由 2.3 升至 4.7MPa , 增加 2.4MPa ; 吸水指数由 118.5 降至 $91.5\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$, 减少 $27\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$ 。吸水剖面也发生改变如中 21N13 井调剖前后 (图 1)。调剖后对应油井井组降水增油效果明显 (图 2), 堵后区块的水驱特征曲线斜率变缓 (图 3), 说明提高了注入水的利用率和波及体积。由此可以看出, 调剖封堵大孔道, 扩大后续注入液波及体积, 提高了中低渗透层动用程度, 对应油井累计增油 57383t , 少产水量 71361m^3 。

表 4 调剖封堵大孔道效果统计表

年 度	施工 井次	单井平均 堵剂用量 t	年增油 t	年减水量 m^3	油压 MPa		启动压力 MPa		吸水指数 $\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$		PI 值 MPa	
					前	后	前	后	前	后	前	后
1997	24	420	27797	34746	3.6	5.5	2.2	3.9	123.8	95.8	2.7	4.8
1998	20	450	22244	27805	3.3	5.6	0.9	2.8	110.9	80.2	2.9	5.1
1999	14	340	7342	8810	2.9	6.8	1.8	4.2	120.7	98.6	1.5	4.3
合计	58	403	57383	71361	3.3	5.9	1.6	3.6	118.5	91.5	2.3	4.7

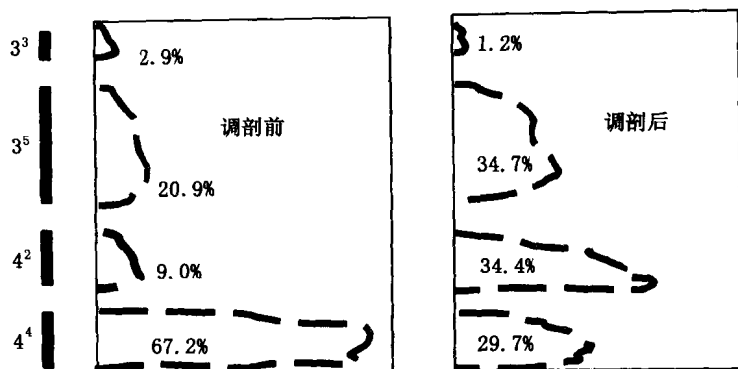


图1 中21N13井调剖前后吸水剖面对比图

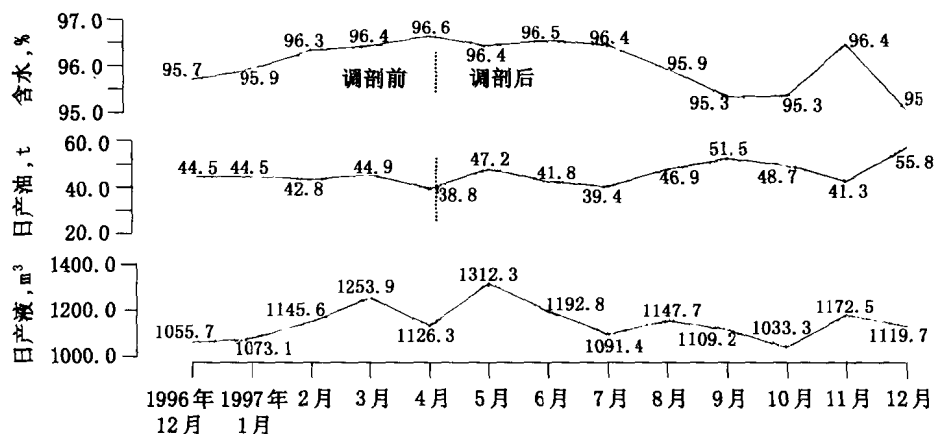


图2 东1—14、东1—15、东1—16注水井井组调剖后对应油井生产开发曲线图

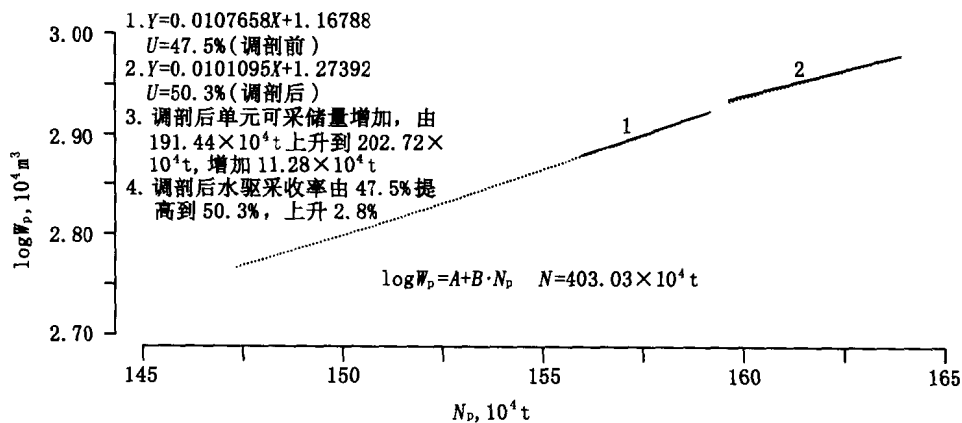


图3 中一区馆5单元调剖封堵大孔道前后水驱特征曲线图

6.2 经济效益

调剖封堵大孔道 58 井次, 平均单井堵剂和施工费用 16 万元, 合计总投入 928 万元。对应油井累计增油 57383t, 原油价格按照孤岛采油厂内部价 960 元/t 和吨油成本按 547 元/t 计算, 创产值 2203.5 万元, 投入产出比 1:2.37。

7 结论及认识

(1) 孤岛油田进入特高含水期开发后, 油藏储层物性发生了极大变化, 大孔道或高渗透带的注水井不断出现, 造成大量的注入水沿大孔道或高渗透带作无效循环。因此开展调剖封堵大孔道或高渗透带的工作是十分必要的。

(2) 孤岛油田注水井存在大孔道特征表现为注水油压低、启动压力低、压降指数低和吸水指数高。

(3) 孤岛油田选用 HD—1 + LWSD—1 复合堵剂和配套工艺措施, 现场施工 58 井次, 应用效果良好。

参考文献

- [1] 姚军, 陈月明, 冯其红等. 孤岛油田中二中强注强采水驱规律研究. 油气采收率技术, 1996 (1)
- [2] 赵福麟, 张贵才, 周洪涛等. PI 决策技术及其在区块整体调剖堵水中的应用, '97 油田堵水技术论文集. 北京: 石油工业出版社, 1998
- [3] 樊世忠, 鄢捷年, 周大晨编著. 钻井液完井液及保护油气层技术. 东营: 石油大学出版社, 1998
- [4] 谭璋, 孔凡群, 梁开芳编著. 化学堵水调剖工艺技术. 北京: 石油工业出版社, 1997

作者简介: 何长, 1963 出生, 男, 工程师, 1982 年毕业于重庆石油学校, 1990~1996 年石油大学石油工程系函授专科、专升本科毕业。主要从事堵水调剖酸化解堵研究和推广工作, 曾多次荣获胜利石油管理局科技成果一、二等奖。

纯 47 块控制油井底水锥进技术

李道轩 徐新丽 荣启宏

(胜利石油管理局纯梁采油厂)

摘要 高采出程度、高含水油藏的稳油控水技术一直是人们关注的焦点。本文通过对特高含水的纯 47 块开发特征微构造和底水锥进的认识,认为油水界面是波状起伏的倾斜曲面,论述了控制油井底水锥进的措施,成功实施了水平井和油井堵水两项技术,控制了油井底水锥进速度,改善了开发效果。

主题词 高含水、底水锥进、水平井、效果

1 前 言

1.1 简况

梁家楼油田纯 47 块曾经获得原中国石油天然气总公司“高效开发单元”称号。它是一个南北方向为北掉断层切割,东西方向为砂体尖灭线的封闭断块。块内沙三中储层顶面构造显示为西南高、东北低的单斜形态,西南部及东北部地层产状较陡,倾角 $6^{\circ}\sim 7^{\circ}$,中部和西北部倾角 $3^{\circ}\sim 5^{\circ}$ 。该块 1970 年投入开发,1976 年构造低部位注水,1987 年采出程度 52.1%,采出可采储量 78%,含水 80.3%;1992 年含水已超过 95%,进入特高含水期。

1.2 开发中存在的问题

(1) 高采出程度、特高含水。到 1995 年底,已累积采油 $249.8\times 10^4\text{t}$,采出地质储量 $384\times 10^4\text{t}$ 的 65.1%,采出可采储量 $257\times 10^4\text{t}$ 的 97.2% (采收率 66.9%),采油速度 0.72%,综合含水 96%。

(2) 低存水率、低洗油效率。高含水以来,一直以强化采液方式开采,存水率较低,只有 0.4 左右。由于断块封闭,油井大都畅喷生产,注入水沿“老路”窜流,每采 1t 油需要注水 30m^3 。

(3) 高采液量,提液难度大。单井采液量 208t/d ,地层温度高达 125°C ,提液已没有较好的手段。

面对纯 47 块开发后期的以上特征,在重新认识油藏剩余油分布规律,特别是认识了微构造的控制作用和底水锥进的影响之后,采取了油井堵水和水平井技术,改善了纯 47 块的开发效果。

2 储层特征和油水界面

2.1 储层特征

纯 47 块沙三中储层为夹持于二套深水泥岩中的浊积砂砾岩体,砂体呈南北向展布,中间厚达 40 多米,向东西两翼逐渐减薄,直至尖灭。该砂体纵向上为多期水道叠置,顶部为

天然堤，较薄（1~3m），下部为浊积水道，部分区域有1~2m的泥岩或物性夹层，为油井堵水起到了类似于隔板的作用。沙三中储层平均孔隙度22.8%，平均渗透率 $1750 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，渗透率变化范围 $(100 \sim 3408) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，中心水道部位物性好，渗透率高，两翼物性差；纵向上顶部渗透率低，中部高于顶部5~20倍，这种垂向渗透率的差异，加上所有油井均射开油层顶部，有利于制订油井堵水施工方案。

2.2 油水界面

纯47块沙三中油藏是一个封闭断块，原始状态为满块含油，因注水开发而形成底水油藏。由于油水井处于不同的沉积微相，具有不同的沉积韵律特征，加之不同的投产时间和不同的采液强度，生产井采取2.5~6.5倍临界产量生产，油井附近形成底水锥进，造成油水界面形成波状起伏的倾斜油面。这一点可用1996年几乎同时完钻的沙四段新井的油水界面加以证明，即同一时期的新井无论构造部位高低，油水界面不一致。如表1。

表 1

井 号	油层顶部深度, m	油层厚度, m/层数	油水界面, m
C41—16	2427.4	4.8/2	2433
C41—26	2428.0	4.3/2	2433
C41—25	2404.3	8.5/2	2413
C41—36	2405.5	5.1'/2	2411
C41—14	2389.4	8.3/2	2398
C41—24	2387.0	11.6/2	2398
C41—35	2385.6	6.0/1	2392
C41—23	2386.7	8.0/2	2396

钻遇沙三中8口井，砂层上部均含油，油层厚度4.3~11.6m，平均油层厚度7.1m，说明沙三中油藏虽然含水高，采出程度高，但由于微构造和沉积微相，注水窜流等影响，剩余油仍然相当丰富，具有深入挖掘的潜力。

3 油井堵水控制底水锥进

3.1 临界产量

西南石油学院李传亮采用Dupuit临界产量的Charny建模和推导方法，研究了底水油藏中，油井正下方油水界面之间存在一非渗透隔板，均质各向同性地层、稳定渗流等假设条件下的临界产量公式：

$$q_{\infty} = \frac{2.66K\Delta\rho_{wo}(2h \cdot h_b - h_b^2)}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_b}} \quad (1)$$

式中 q_{∞} ——油井的临界产量， m^3/d ，指不使油井造成底水锥进而水淹的产量；
 K ——渗透率， μm^2 ；
 $\Delta\rho_{wo}$ ——水油密度差， g/cm^3 ；
 h ——油层有效厚度，m；

h_b ——油水界面到隔板的高度, m;

r_b ——隔板到油井的径向距离 (称隔板半径), m;

r_e ——油井泄油半径, m;

μ_o ——地下原油粘度, mPa·s;

B_o ——油体积系数;

令: $h_c = h - h_b$, 指隔板油层顶界的距离, 则式 (1) 中:

$$\begin{aligned} 2h \cdot h_b - h_b^2 &= h_b (h + h - h_b) = h_b (h + h_c) \\ &= (h - h_c) \cdot (h + h_c) \\ &= h^2 - h_c^2 \end{aligned} \quad (2)$$

则式 (1) 成为:

$$q_{\infty} = \frac{2.66K\Delta\rho_{wo} (h^2 - h_c^2)}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_b}} \quad (3)$$

由式 (3) 可得出如下结论:

(1) 隔板距离油层顶界 h_c 越小, 或者说隔板越厚, 临界产量越高; 当 $h_c = 0$ 时, 临界产量最大。

(2) 隔板半径 r_b 越大, 临界产量越高; 但由于是对数关系, 对临界产量影响不大。

3.2 油井堵水措施

根据以上结论, 结合纯 47 块的地层特征, 可以采取堵水方法来提高临界产量, 延缓见水时间, 控制底水锥进。

(1) 降低隔板与油层顶界的距离。纯 47 块投产时, 射孔大都是射开油层顶部 1~3m, 加上前面描述的油层顶部附近有 1~2m 的泥岩或物性夹层, 本身起着—个隔板的作用。如果再采用堵剂挤入原射孔段, 再打一个隔板, 则相当于加厚了隔板, 减小了 h_c , 从而提高了 q_{∞} 。

(2) 低泵压、小排量泵入堵剂。纯 47 块油层顶部渗透率低, 中部渗透率高, 低泵压、小排量堵剂一方面沉到油层下部, 另一方面能深入地层, 扩大处理半径。

(3) 在原油层顶部射孔或重复射孔。由于堵剂封死了原渗流孔眼, 重新在油层顶部用深穿透弹射孔, 由于弹眼的方位和穿透力不同, 重新沟通了低渗透层与井眼, 油井形成了生产能力, 但产液量锐减 4~12 倍。

(4) 利用沉积韵律特征, 优选堵水方式: 利用韵律夹层, 堵死油层下部高含水段, 生产上部天然堤; 正韵律较强的油层, 堵死高渗透段, 重复射孔, 生产上部低渗透段; 正韵律不明显的油层, 堵死原射孔层段后, 提高射孔底界, 生产油层高部位; 多韵律叠置的厚油层, 打隔板封堵原射孔井段, 补开油层顶部生产; 韵律相近的油层, 实施选择性堵水。

(5) 优选堵剂和施工方案。根据纯 47 块沙三中油层温度高的特点, 以保证以上措施目的为前提, 优选了强度大、价格低廉的水玻璃氯化钙和 HLC—1 堵剂, 其配方为:

20% 水玻璃 (模数 3.2~3.8, 密度 1.4g/cm³) + 17% 氯化钙, 5%~6% HLC—1 堵剂
堵剂用量采用公式计算:

$$V = \pi r_b^2 h \cdot \phi \quad (4)$$

式中 V ——堵剂量, m^3 ;
 h ——处理层厚度, m ;
 ϕ ——处理层孔隙度;

堵水施工时,下光油管至处理层位,低泵压、小排量泵入堵剂,使堵剂深入地层,处理半径 $6\sim 15\text{m}$;然后高泵压、大排量施工,保证近井地带封堵强度,尽可能堵死原射孔孔眼,然后在油层顶部重复射孔生产。

4 水平井控制底水锥进技术

众所周知,水平井由于其渗流阻力大、生产压差小,是控制油井底水锥进最有效的技术之一。但对于特高含水的注水开发油藏,特别是井网相对较完善的油藏而言,水平井运用的关键在于如何找准剩余油,如何设计水平井的轨迹。

4.1 纯 47 块水平井的设计关键

(1) 沙三中砂层顶面微构造图,显示局部微构造变化,注入水的绕油作用和上托作用,均不能驱替这一区域的剩余油。

(2) 沙四段的钻井,对沙三中油层解释了 $2\sim 11\text{m}$ 的有效厚度,从而为认识油井底水锥进而导致高含水,起到了关键性作用。

4.2 设计 2 口水平井

(1) 纯 47 平 1 井,钻遇油层 371m ,轨迹距油层顶 $0.2\sim 2.1\text{m}$,距油水界面 $4\sim 8\text{m}$,1999 年 8 月射开底部 60m 自喷投产,日产油 65t ,不含水。到 2000 年 4 月底,日产油 30t ,含水 36.5% ,已累积采油 $1.2\times 10^4\text{t}$ 。日产油量为周围邻井的 6 倍,综合含水低 60% 。

(2) 纯 47 平 2,钻遇油层 145.1m ,2000 年 3 月射开 56m 自喷投产,日产油 15t ,综合含水 60% 。

5 效果分析

5.1 油井堵水典型井例分析

5.1.1 井例 1

纯 47—5 井为纯 47 块中心水道的一口油井,砂层厚度 40.4m ,油层上部表现为正韵律沉积特征,顶部渗透率 $73\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,中部渗透率 $2243\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。1983 年投产井段 $2330.0\sim 2332.0\text{m}$,日产油 453t ,不含水。到 1996 年 4 月累产油 $71.1\times 10^4\text{t}$,日产液 217t ,综合含水 97% 。根据 C/O 比测井资料,原生产井段含油饱和度 20% ,而生产井段之上含油饱和度高达 50% 。据此在原井层挤入堵剂 260m^3 ,然后补开井段 $2326.5\sim 2330.0$ 生产,日产液下降到 35t ,日产油 6.4t 上升到 17t ,综合含水由 97% 下降到 50.7% ,累积增油 1610t ,累积降水 5800m^3 。

5.1.2 井例 2

纯 47—19 井,为 1985 年纯 47 块完钻的调整井,测井解释上部油层 10m ,下部水淹层 19m ,沉积韵律也为正韵律,上部渗透率 $90.9\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,下部渗透率 $257\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,投产时射开油层顶部 2m ,日产油 47t ,含水 6% ;到 1992 年 7 月因含水 100% 而关井达 5a 之久,累积采油仅 $1.2\times 10^4\text{t}$ 。由于高于临界产量 3.0 倍生产,致使底水锥进造成油井水淹是