

文章编号: 1001-6112(1999)03-0256-05

安塞特低渗透油田见水后的水驱油机理及开发效果分析

孙 卫, 曲志浩, 李劲峰

(西北大学地质系, 陕西西安 710069)

摘要: 应用真实砂岩微观模型水驱油实验对安塞长₆特低渗透油层见水后的水驱油机理及特征观察分析认为: 贾敏效应对见水后的水驱油效率影响突出, 表现形式为注水阻力增大、注入压力升高。随注入压力的增加, 注入水形成新的渗流通道后使原已形成的水流通道“锁死”; 残留于孔隙喉道处的油滴受毛细管附加阻力影响只发生变形而难以运移。在储层孔隙结构非均质影响下, 长₆油层中流体的渗流仅作用在部分连通较好的大孔隙内, 当注入 0.5~0.8 倍于孔隙体积的注入水后, 油井均已见水。残留于水洗通道中的油滴在水动力作用下不断发生卡断-聚并-再卡断的过程为见水后驱油效率增加的方式之一。在裂缝发育带水驱油的形式主要取决于孔隙渗透率、裂缝渗透率以及驱替压力的大小。

关键词: 特低渗透油层; 油井见水; 贾敏效应; 双重孔隙介质; 注水开发效果; 安塞油田

中图分类号: TE348

文献标识码: A

安塞油田是我国典型的特低渗透油田。主要含油层系是三叠系延长统, 为一套内陆湖盆三角洲前缘沉积。延长统地层可细分为 10 个油层组, 在安塞油田长₂、长₃、长₄₊₅和长₆ 4 个油层组含油, 主力油层为长₆油层。长₆油层由一套中细粒硬砂质长石砂岩组成, 储层成岩作用强烈, 岩性十分致密, 物性很差, 平均孔隙度 13.2%, 平均空气渗透率 $1.29 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属特低渗油层。油井自然产能极低, 压裂是油田主要的投产方式。

安塞油田自 1986 年投入开发生产以来, 已逐步形成了一套较为完善的低渗透油田开发技术, 油田开发水平不断提高, 注水压力稳定, 油层吸水状况良好, 地层能量得到恢复和保持, 油井见效程度不断提高, 取得了比较好的经济效益。但是, 随着油田注水开发的持续进行, 新的问题不断暴露, 主要问题有:

开发区内半数以上的油井低产, 平均日产油为 1.35t/d; 油层吸水不均, 注水井压力上升快, 吸水厚度下降; 部分油井含水上升速度过快, 水线推进速度高达 2~6m/d, 月含水上升速度 10% 以上。针对以上问题, 作者利用安塞油田长₆油层真实岩心

制成的砂岩微观模型作驱替实验, 结合储层孔隙结构和微裂缝研究, 对安塞特低渗透油田注水开发油井见水后的水驱油机理及开发效果做了分析研究。

1 油井见水后的水驱油机理

针对低渗油藏注水开发中注水井地层压力升高, 有效注水压差减小, 生产井压力和产量下降快, 含水上升快, 开采速度和采收率低的主要矛盾^[1], 采用真实砂岩微观孔隙模型水驱油实验方法对油井见水后的水驱油机理进行实验观察研究得出下列结论。

1.1 贾敏效应影响十分突出

在两相渗流过程中, 若一相以液滴分散在另一相中运动时, 当液滴受到压力后变形或当液滴在变直径孔道中运动都会产生附加毛细管阻力。其值的大小可表示为:

$$\Delta p = 2\delta \left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R'} \right) = \frac{2\delta}{r} (\cos\theta - \cos\theta')$$

$$\Delta p = 2\delta \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right)$$

收稿日期: 1999-02-27

作者简介: 孙卫(1952-), 男(汉族), 甘肃酒泉人, 副教授, 主要从事油藏地质与油田开发地质教学与研究

式中: Δp 为附加毛细管阻力, R, R' 为曲率半径, r_k 、 r_p 为喉道、孔隙半径, δ 为界面张力, θ 为润湿接触角。这种现象即称为贾敏效应(水锁现象)见图 1。

油井见水后, 油层中已形成两相渗流, 在水驱过的油层孔隙中存在大大小小的残余油滴(油柱), 当这些油滴受外力作用或通过喉道时就会发生形变, 产生附加毛细管阻力, 还有一些油滴在通过变直径的喉道时, 也会产生附加阻力。这些附加阻力累积起来, 就会对水驱油过程产生巨大影响。尤其对低渗透的长。油层来讲, 这种影响表现尤为突出。实验中观察到, 模型见水后贾敏效应较明显的表现主要有以下 3 个方面。

1. 1. 1 注水阻力增大, 注水压力升高

几乎所有模型在水驱实验中都存在这种现象, 即在一定压力下, 注水进行一段时间之后注入水在模型孔隙中便停止流动, 必须提高注水压力才能使其恢复流动。如实验模型 20-20-1, 渗透率 $3.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 在 0.006 MPa 压力下, 注水约 1 倍孔隙体积, 模型出口见水, 此后注入水便停止流动, 后将压力升至 0.021 MPa , 注入水才重新流动, 注水压力较先前提高了 2.5 倍, 发生这种现象时, 模型中水相通道多已形成。分析其产生原因认为, 受贾敏效应影响, 油滴随注入水运行之中的通过变断面孔隙时, 产生了附加阻力, 阻止了油滴运移, 只有当压力提高至克服附加阻力后, 注入水才可继续注入和流动(图 1、2)。

1. 1. 2 压力升高后, 已形成的水流通通道停止流动

随着注水压力的升高, 注入水进入更小的孔隙形成新的水驱油通道, 经过一段时间后, 通道中形成的油滴(油柱)在运移过程中产生附加阻力, 使得注入水无法再通过这一通道渗流。如模型王 22-20-1, 当压力由 0.01 MPa 升高到 0.02 MPa 后, 使原通道中的油滴克服附加阻力通过喉道后, 注入水在原有

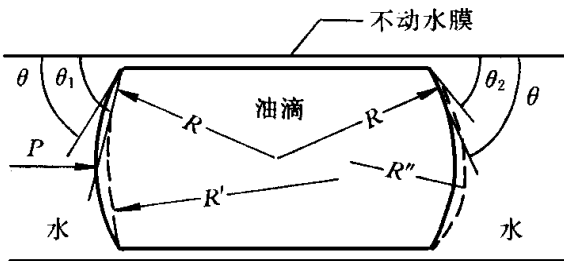


图 1 油滴在毛管中运动所受的附加阻力
Fig. 1 Additional resistance of oil drops subjected when moving in capillary

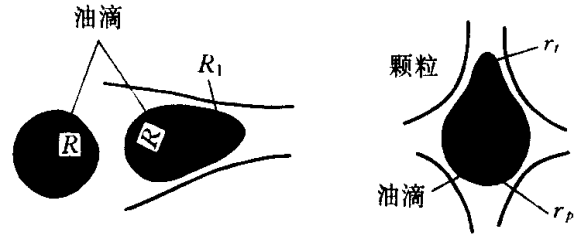


图 2 油滴在变断面孔道中运动所受的附加阻力
Fig. 2 Additional resistance of oil drops subjected when moving in the pore throats of variable sections

水驱通道上又重新流动, 而新的水流通通道中的注入水此时停止流动。这种现象属较为典型的水锁现象。

1. 1. 3 油滴滞留于孔隙喉道处而不能运移

模型见水后, 常见油滴滞留在油层喉道处, 甚至仅发生形变而不再运移, 这也是贾敏效应作用的结果。这种情况与图 2 所示相符, 在模型王 22-20-2 实验中, 水驱压力在 0.01 MPa 下水流通通道中的油滴有变形但未移动, 当压力升至 0.05 MPa 时, 该油滴仍未发生运移, 当压力关闭后形变消失。

假设某砂岩孔隙的孔喉大约 $1 \mu\text{m}$, 一个油滴长度约为孔喉的 100 倍, 即 10^{-2} cm , 这一油滴在这样喉道的毛管压力梯度可以近似用下式表达: $\frac{dP_c}{dL} = \frac{2\delta}{rL} = \frac{2 \times 36}{10^{-4} \times 10^{-2}} = 7.2 \times 10^7 \text{ (mN/m/cm)}$, 用工程大气压表示: $\frac{dP_c}{dL} = \frac{7.2 \times 10^7}{1033 \times 981} = 7.19 \text{ (MPa/cm)}$

可见, 要使这样一个油滴运动, 就需克服如此巨大的阻力, 否则这个油滴不会移动。而目前一般水驱所能达到的压力梯度约 0.0002 MPa/cm , 远小于使上述油滴流动所需的压力梯度值。安塞长。储层的大喉道平均值为 $1.35 \mu\text{m} \pm$, 其束缚油滴的毛管压力梯度也在 $3.94 \text{ MPa/cm} \pm$, 因此, 在目前的水驱条件下, 这部分油滴是很难驱出的。

从以上可看出, 贾敏效应的影响在见水后的长。油层中较为突出, 它的存在不但阻止了部分油滴的运移, 而且又“锁死”了已形成的水驱油通道, 这也正是造成注水井压力升高, 甚至部分注水井地层压力大大超过原始地层压力, 从而使有效注水压力减少, 注水效果不佳, 产量下降的主要原因之一。

1. 2 油井见水后的水驱油特征

通过对实验结果统计,长₆油层真实砂岩微观模型在水驱油中当注入 0.5~0.8 倍孔隙体积(PV)的注入水时,模型出口均见水(表 1)。模型见水较快,说明储层孔隙结构非均质性较强,流体在油层中的渗流仅为少数大孔道(孔隙)提供,由此而造成长₆油层注水开发无水生产期较短^[2]。但油井见水后驱油效率还有提高,也就是说见水后产量仍可增加,从实验观察可以看到,这部分油主要来自两方面。

表 1 模型见水时的注入倍数(PV)统计表
Table 1 Statistics of pump-in volumes (PV) for models on water-occurrence

模型序号	见水时注入 PV 数	模型序号	见水时注入 PV 数
王 12-23-1	0.59	王 12-23-3	0.37
王 22-20-1	0.37	王 4	0.65
王 12-23-2	0.8	王 14-23-1	0.58
王 22-20-2	0.8	王 11-8	0.65
王 26-16-1	0.8	王 27-02-1	0.8

1.2.1 随水淹面积的扩大(面积波及系数的提高)驱油效率增加

水淹面积的扩大实际上是油水界面的动态调整过程,见水后,模型中的油水并未达到平衡状态,仍有部分连通的大孔隙为油占据,随着水驱油过程的继续,水在注入作用下不断向这些孔隙中推进,将油驱出,直至达到此压力下对应的油水动态平衡,这一过程驱出的油占见水后所驱出油的大部分。

1.2.2 在已形成的注入水通道中被水冲刷出的部分残余油滴

在水淹面积扩大的同时,已形成的注入流通道中的水驱油过程并未停止,残留于通道中的油滴在水动力的作用下,不断发生卡断—聚并—再卡断,最终一部分油滴被驱出,由此在注入流通道上、下游间造成了明显残余油饱和度梯度。据·苏古切夫等对部分大油田注水开发砂岩油层中的残余油分布统计,残余在水未洗到的夹层和水绕流的低渗带中的油气,约占剩余油总量的 27%; 残留在滞留带、小孔隙(受毛细管力控制)及薄膜状残余油约占 48%^[3]。由此可见,残留在水通道中及未水洗层中的绕流残余油含量是相当高的。

2 孔隙-裂缝双重孔隙介质水驱油机理特征

我国大部分低渗油藏都有裂缝显示,裂缝在油藏注水开发中具有双重作用,一方面可以提高注水井吸水能力,另一方面容易形成水窜,使采油井过早见水和水淹。安塞长₆油层的裂缝发育状况,根据地面露头、岩心古地磁定位及示踪剂试验、干扰试井、人工压裂实验等,特别是注水、采油动态观测资料的综合分析表明,主要有两组裂缝,一组为近 EW (80° ±),另一组为近 SN (包括 350 与 20 在内),另尚有 NW (45° ±)及 NW (295° ±)的两组次要裂缝。在研究区长₆油层虽存在主次不同的 4 组裂缝,但在地下大都为隐裂缝,问题是由于长₆油层的特低渗,不压裂就不具工业产能,当压裂或注水压力过高时,将隐裂缝变为显裂缝时便会引起水窜。受区域应力场影响,经压裂改造后,目前唯有 NE-SW 向裂缝为张性显裂缝,是长₆油层主要水窜方向,据 64 口见水井分析,属裂缝性见水井 37 口,占见水井总数的 58%。这些井水线推进速度 2~6m/d,含水月上升速度高达 7%~10%,平均单井日产油量只有 1.09t,仅相当于未见水油井的三分之一。鉴于长₆油层生产实际状况,为观察分析低渗裂缝性双重孔隙介质砂岩油藏的两相驱替特征,选择了具微裂缝的砂岩孔隙模型进行了实验观察研究。

经对 4 块具双重孔隙介质模型的实验观察,其主要的水驱方式有 3 种。

2.1 水驱油过程仅发生于裂缝中

如王 12-23-2 模型,在这种情况下,观察不到在孔隙介质中的水驱油现象,裂缝是唯一的水驱油道通。观察发现由于孔隙介质较致密,基质渗透率很低,而裂缝渗透率高达 $53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙介质渗透率(K_p)、裂缝渗透率(K_f)差异太大,因此,无论怎样提高注入压力,水驱油过程仅发生于裂缝中,模型总的水驱油效率极低见表 2。大量的油残留于孔隙介质中,在裂缝中的驱油效率较高,其残余油为油滴形式残存,且量很少^[2]。

2.2 注入水沿垂直于裂缝走向方向进入孔隙介质中驱油

表2 双重孔隙介质模型水驱油数据表

Table 2 Tablez Data of water-drive experiments with the model of dual pore media

模型号	渗透率 / $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	驱替压力 /MPa	模型含油 饱和度 Soi/%	水驱油效率					
				1PV. Sor	驱油效率 Ed/%	2PV. Sor	驱油效率 Ed/%	3PV. Sor	驱油效率 Ed/%
王 12-23-2	53	0.02	45	44.4	1.4			40.6	9.7
王 4	6.1	0.02	71.2	57.3	19.2	43.3	32.0	44.8	37.1
王 4	3.38	0.02	69.7	53.1	23.8	50	28.2	49.5	28.9

这种驱油方式的发生与孔隙渗透率(K_p)、裂缝渗透率(K_f)以及驱替压力(p)的大小有关。当驱替压力升高到一定值时,注入水会垂直裂缝进入部分孔隙介质中驱油,驱油方向仍沿着压力梯度方向。油水最终仍以裂缝为运移通道,孔隙介质中驱油范围并不大。因此,这种情形下,孔隙介质中仍有大量的残余油,裂缝中仅有少量残余油滴。

2.3 注入水分别在裂缝和孔隙中同时驱油

这种驱油方式常发生在微裂缝发育的双重孔隙介质中,其渗透机理与孔隙性储层差不多。此时,裂缝渗透率与孔隙介质渗透率应基本相等,在注入压力作用下,水同时进入孔隙介质和裂缝中驱油,孔隙介质也有通道,最终驱油效率较高,大量的残余油仍是由注入水绕流形成,但孔隙介质与裂缝中都有残余油滴。

由上可看出,双重孔隙介质储层的驱油方式仍取决于孔隙渗透率(K_p)、裂缝渗透率(K_f)及驱替压力(p)。对长₆储层来讲,其孔隙结构较致密,因此,实际情况中以第一种驱油方式占绝大多数。所以在裂缝发育带上,水线推进快,含水上升快,油层最终驱油效率很低。

3 结论

(1) 在低渗油层见水后的水驱油过程中贾敏效应影响突出。其主要表现形式为:导致注水阻力增大,注水压力升高。受附加阻力影响注入压力增加后,注入水进入小孔隙形成新的渗流通道,使原已形

成的渗流通道“锁死”。水道中的油滴在孔隙喉道处受毛细管附加阻力影响,只变形不运移,形成残余油滴。

(2) 受长₆油层储层物性及孔隙结构影响,模型在注入0.5~0.8倍孔隙体积的水后出口均见水,说明油层孔隙结构非均质强,流体的渗流仅为少数连通较好的大孔隙提供。见水后的水驱油效率主要来自注入水波及面积的增加和残留于水流通道中的油滴在水动力作用下不断发生卡断—聚并—再卡断的过程。

(3) 长₆油层属孔隙、裂缝性双重孔隙介质储层,注水过程中的驱油方式有3种:即驱油过程仅发生于裂缝中;注入水沿垂直于裂缝方向进入孔隙介质中驱油和注入水分别在裂缝和孔隙中同时驱油。驱油方式的选择主要取决于孔隙渗透率(K_p)、裂缝渗透率(K_f)和驱替压力(p)的配制大小。在长₆油层裂缝发育带以第一种驱油方式占绝大多数。

参考文献:

- [1] 李道品,等.低渗透砂岩油田开发[M].北京:石油工业出版社,1997.
- [2] 孙卫,曲志浩,等.砂岩微观孔隙模型在安塞油田水驱油机理研究中的应用[A].低渗透油田开发技术[C].北京:石油工业出版社,1994.
- [3] . . 苏尔古切夫.影响水淹层残余油状态的因素[J].石油勘探开发情报,1989年第1-2期合刊:64~67.

ANALYSIS ON THE WATER-DRIVE MECHANISM AND DEVELOPMENT RESULTS OF ANSAI SUPERTIGHT OIL FIELD AFTER WATER-OCCURRENCE

SUN Wei, QU Zhi-hao, LI Jing-feng

(Department of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China)

Abstract: On the basis of water-drive experiments with the micromodel of true sandstone, the water-drive mechanism and characteristics of the Ansai Chang-6 supertight reservoir after water-occurrence is observed and analyzed. It is considered that the Jamin Effect exerts a notable influence on the water-drive efficiency after water-occurrence, and is characterized by the increase of injection resistance and pressure. With the rising of injection pressure, the water-flow pathway formed before is "deadlocked" after injected water forms new seepage pathways, the oil drops left in pore throats only deform and are difficult to migrate under the impact of additional capillary resistance. Affected by the anisotropy of reservoir pore structure, the seepages of fluid in the Chang-6 reservoir only have effects on part well-interconnected macropores. When injected water is 0.5-0.8 times of pore volume, water occurs in all oil wells. The continuous jamming-coalescing-rejamming process of the oil drops left in water-flushing pathways under hydrodynamic action is one of the ways to raise the oil-expulsive efficiency after water-occurrence. The water-drive patterns in fissure-developing zones mainly depend on whether pore permeability, fissure permeability and displacement pressure are high or low.

Key words: supertight reservoirs; water-occurrence in oil wells; the Jamin Effect; dual pore media; the results of injection development; Ansai oil field