

·油气采收率·

特低渗透油藏渗流机理研究及应用

束青林¹,郭迎春²,孙志刚²,丛国林¹,徐永¹

(1.中国石化胜利油田分公司 油气开发管理中心,山东 东营 257000;

2.中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院,山东 东营 257015)

摘要:胜利油区特低渗透油藏物性差、非均质性强、储量丰度低、孔喉细小,开发中存在单井产量低、有效驱替难、技术经济井距难以确定等问题,为此,从微观和宏观上研究了特低渗透油藏开发效果的影响因素,深化了特低渗透油藏非达西渗流机理,建立了有效渗流能力评价方法,发展完善了提高薄互层储层预测精度的新方法和相控地应力预测技术,形成了以储层改造完井适配井网技术为核心的提高采收率技术。恒速压汞和微管实验研究发现,喉道的大小和分布是影响特低渗透油藏有效渗透能力的主控因素;特低渗透油藏存在边界层,从而减小了有效流动半径,增大了渗流阻力。通过攻关集成配套技术和应用,整体开发水平得以提高,相控非均质地应力预测技术得到的地应力与井点测量结果误差在5°之内,仿水平井注水开发技术建成产能为 144.3×10^4 t,径向水射流井网适配技术使纯17-1块采收率提高了7.0%,复合增注技术使滨425块沙四段油藏单元平均单井增产液量为3.3 t/d,实现了特低渗透储量的高效开发。

关键词:特低渗透 孔喉特征 渗流机理 地应力预测 适配井网开发 复合增注

中图分类号:TE348

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)05-0058-07

Research and application of percolation mechanism in extra-low permeability oil reservoir

Shu Qinglin¹, Guo Yingchun², Sun Zhigang², Cong Guolin¹, Xu Yong¹

(1.Oil & Gas Development Management Center, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 2.Research Institute of Exploration and Development, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: The extra-low permeability oil reservoirs in Shengli oilfield have poor physical property, high heterogeneity, low reserves abundance and small pore throat. During the development, there are problems of low fluid production in single well, difficult effective displacement, contradictory between technical and economic well spacing, etc. In view of the above problems, factors that affect the development of extra-low permeability oil reservoirs were studied from the micro and the macro levels. Non-Darcy percolation mechanism of the extra-low permeability oil reservoirs was deepened, and evaluation method for effective seepage ability was established. A new method of improving the prediction accuracy of thin interbedded reservoirs and phase controlled stress field prediction technology were developed and improved. EOR technology that taking reservoir reconstruction and well pattern adaption as the core was formed. The study of rate-controlled mercury injection and microtubule experiment shows that size and distribution of the throat are the main influencing factors of effective percolation ability in the extra-low permeability oil reservoir; boundary layer exist in the extra-low permeability oil reservoir, which reduces effective flow radius and increases flow resistance. Through the research and application of integrated supporting technologies, the overall level of development was improved, and error between the stress obtained by phase-controlled heterogeneous stress prediction technique and well point measurement was within 5°. Productivity gained by waterflooding technique in the pseudo-horizontal wells was 144.3×10^4 t. Well pattern adaptation technology of radial water jet

收稿日期:2016-05-10。

作者简介:束青林(1966—),男,江苏丹阳人,教授级高级工程师,博士,从事石油地质及油藏开发方面研究和管理工作。联系电话:(0546)8710276, E-mail:shuqinglin.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“胜利油田薄互层低渗透油田开发示范工程”(2011ZX05051)。

made the recovery efficiency increase by 7.0% in Chun17-1 block. Compound stimulation technology made the average fluid production in single well increase by 3.3 t/d in the units of Es₄ oil reservoirs in Bin425 block. So the efficient production and low-cost development of the extra-low permeability reserves were realized.

Key words: extra-low permeability; pore throat characteristics; percolation mechanism; crustal stress prediction; well pattern adaptation development; compound stimulation

低渗透油藏是一个相对概念,不同国家的划分标准不同。前苏联把渗透率小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩油藏定义为低渗透油藏;美国把渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油藏定义为低渗透油藏;中国主要参考了美国的划分标准^[1]。结合渗透率、开发方式,胜利油区低渗透油藏可细分为3大类:将渗透率为 $10 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 定义为一般低渗透油藏,可进行常规水驱开发;将渗透率为 $3 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 定义为特低渗透油藏,通过工艺适配完并可注采开发;将渗透率小于 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 且需通过大型压裂弹性开发、CO₂驱开发的定义为致密油藏。同时结合开采特征,根据渗透率、沉积类型以及储层展布状况,又细分为一般厚层构造、透镜体岩性、薄互层低渗透油藏,特低渗透油积岩、滩坝砂和砂砾岩油藏等。

胜利油区特低渗透油藏开发主要存在2个问题:①老区具有一定调整潜力,剩余油、地应力分布规律认识不清,部分调整井初期含水率高,且上升快,累积产油量低;②注不进、采不出问题严重,导致开发低速、低效。针对上述问题,基于前人研究成果^[2-5],笔者对特低渗透油藏渗流机理进行深化研究,形成了以储层改造完井适配井网为核心的提高采收率对策,并结合矿场实践,配套集成工艺技术,实现了特低渗透油藏的有效动用。

1 非达西渗流机理深化研究

1.1 最小启动压力梯度测定方法

已得到广泛认可的超低渗透油藏渗流形式为低速非达西渗流。典型的非达西渗流曲线存在3种不同的渗流状态^[6],随着驱替压力梯度的增加,渗流曲线出现oa段的非流动、ae段的非线性渗流和ef段的拟线性渗流^[7](图1)。为精确测定启动压力梯度,根据连通器原理,独创了毛细管平衡法^[7](图2),即毛细管两端液面平衡后的高度差反映的就是最小启动压力。

1.2 非达西渗流产生的根本原因

恒速压汞实验研究表明(图3),对于不同渗透率的低渗透储层,孔隙大小及分布差别较小,

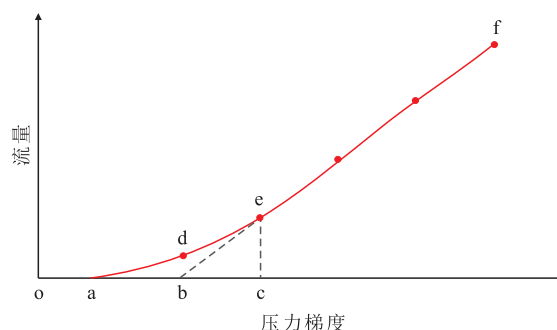


图1 典型非达西渗流曲线示意
Fig.1 Typical non-Darcy percolation curve

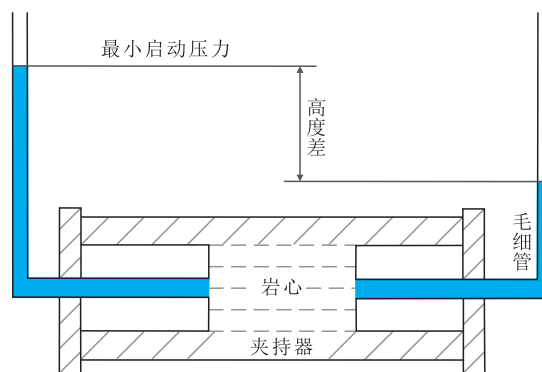


图2 毛细管平衡法原理示意
Fig.2 Schematic diagrams of capillary balance method

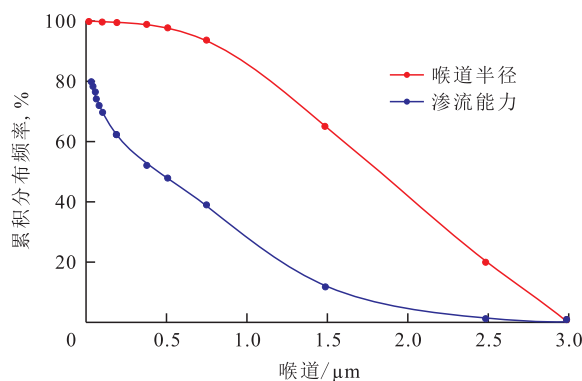


图3 喉道大小对渗透率的贡献
Fig.3 Contribution of throat size to permeability

而喉道大小及分布差异较显著,喉道(喉道细小、孔喉比大、分布范围窄)是影响超低渗透油藏有效渗透能力的主控因素,渗透率贡献能力为98%以内的有效渗流喉道的累积分布频率仅占总喉道的47%。

储层岩石喉道大小、分布及连通性的孔喉特征及边界层与应力敏感性协同的流固耦合作用是非

达西渗流产生的根本原因,其中边界层起主导作用。对于特低渗透储层,喉道边界层的影响更加明显,边界层的存在可减小有效流动半径,增大渗流阻力。微管试验研究表明^[3],随着驱动压差的增大,边界层的厚度逐渐减小。

1.3 技术极限控制半径计算方法

通过毛细管平衡法进行启动压力梯度研究^[8],选取空气渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的天然岩心和不同粘度的原油进行实验测试,获得启动压力梯度与视流度(空气渗透率与流体粘度的比)的关系为

$$\left(\frac{\Delta p}{L}\right)_{\min} = 0.00031 \left(\frac{K}{\mu}\right)^{-0.5992} \quad (1)$$

式中: $\Delta p/L$ 为压力梯度, $\text{MPa} \cdot \text{cm}^{-1}$; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ 为地层流体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

利用启动压力梯度与视流度的关系得到特低渗透油藏技术极限控制半径为

$$r_{\text{极限}} = 3.226(p_e - p_w) \left(\frac{K}{\mu}\right)^{0.5992} \quad (2)$$

式中: $r_{\text{极限}}$ 为技术极限控制半径, m ; p_e 为地层压力, MPa ; p_w 为油井流压, MPa 。

在生产实践中,依据式(2)求得极限采油半径和极限注水半径,建立了不同粘度、渗透率技术极限控制半径图版(图4)。理论极限井距为2倍技术极限控制半径,取原油粘度为 $1.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,由图4可见,渗透率为 $30 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的一般低渗透油藏,理论极限井距为 $350 \sim 500 \text{ m}$,可采用 300 m 左右注采井网常规开发;渗透率为 $10 \times 10^{-3} \sim 30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的一般低渗透油藏,理论极限井距为 $200 \sim 350 \text{ m}$,可采用小排距、大井距、定向方位小规模压裂注水开发;渗透率为 $3 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗透油藏,理论极限井距小于 200 m ,可采用大井距、小排距、大型压裂适配井网注水开发。

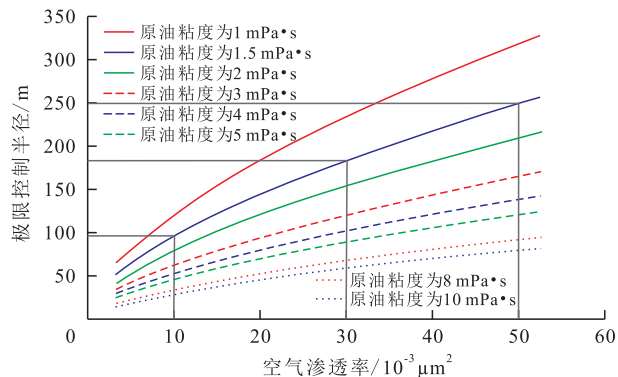


图4 不同粘度、渗透率技术极限控制半径图版

Fig.4 Technical limit drainage radius vs. viscosity and permeability

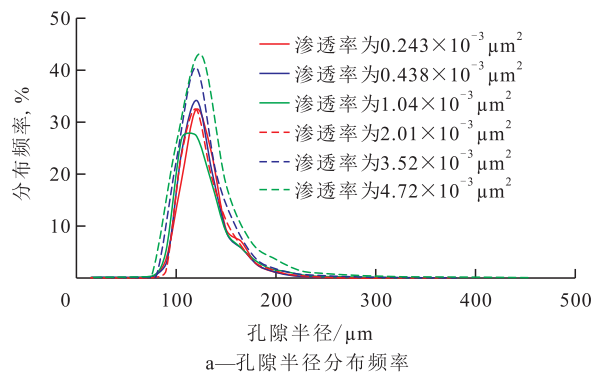
2 有效渗流能力评价

在室内实验过程中发现,空气渗透率相近的2块岩心,液测渗透率存在明显差别。为此,进行了微观孔隙结构特征和边界层变化规律的研究,明确产生差异的原因,建立有效渗流能力评价方法。

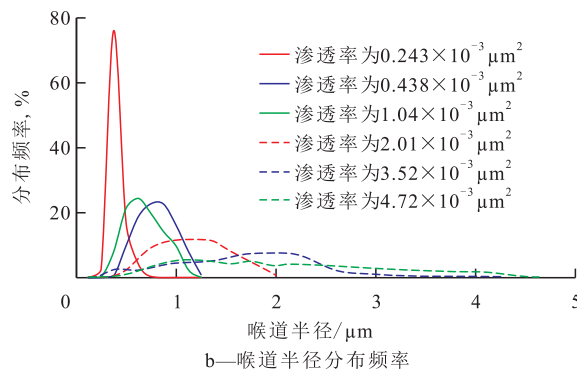
2.1 微观孔隙结构特征

特低渗透储层孔隙结构是有效渗流能力评价的基础,也是油藏注入水水质配伍、级别细分的重要依据。利用恒压压汞、恒速压汞等技术手段,系统研究了特低渗透油藏孔隙结构特征,并确定了适合其孔隙结构的表征参数。研究表明,特低渗透储层的孔喉细小,主要发育纳米级—微米级孔喉系统,不同渗透率的岩心,孔隙大小和分布相近,喉道大小和分布差别大,喉道半径一般小于 $3 \mu\text{m}$,分布曲线形状以单峰状为主(图5),孔喉分选性好,分选系数平均为 $0.511 \mu\text{m}$;从整体趋势上看,随着渗透率的增大,喉道半径和分选系数也逐渐增大。恒速压汞数据表明,喉道对储层渗透率的影响明显强于孔隙,因此喉道是控制特低渗透砂岩储层微观孔隙结构差异性的主要因素。

不是每一个级别的孔喉都具有渗流能力,以桩74井126块岩心为例,喉道半径大于 $0.5 \mu\text{m}$ 的分布



a—孔隙半径分布频率



b—喉道半径分布频率

图5 特低渗透油藏孔隙喉道半径分布频率

Fig.5 Distribution frequency of pore throat radius in extra-low permeability oil reservoir

频率为56.4%,对渗透率的贡献率高达98%;而喉道半径小于0.5 μm 的分布频率为43.6%,对渗透率的贡献率仅为2%。因此,将为油藏提供主要渗流能力的孔喉称为有效孔喉。有效孔喉越大,相应渗流阻力就越小,越利于油藏的开发和动用。

2.2 边界层变化规律

由于滑脱效应影响,气体无论在多大的孔喉中都具有流动能力,而液体由于固液作用,易产生边界层^[9],导致在较小的孔喉中失去流动能力。为研究边界层的变化规律,反映固—液间相互作用,提出了基于岩心实验的边界层量化方法。通过真实岩心的毛管压力曲线,把真实岩心假设为1组等长、不同直径的毛管束,建立岩石平行不等径毛细管模型,认为真实岩心的孔隙体积与毛管束体积相同,流体在单根毛管内的流动均遵循泊稷叶公式,流体在岩石内的流动遵循达西公式。边界层厚度作为减少毛细管半径的参数,当毛细管模型与真实岩心流动等效时的厚度即为边界层的厚度。该方法更接近于油藏真实条件。实验结果表明,粘土矿物含量是影响边界层厚度的主要因素,随着粘土矿物含量的增加,边界层厚度明显增加。

2.3 有效渗流能力评价

将液体渗透率与气体渗透率的比值定义为有效渗流系数,基于微观孔隙结构和固—液作用,考虑二者协同效应建立了有效渗流能力评价方法,能够较好地反映孔隙结构和边界层作用的协同效应:当孔隙结构一定时,随着边界层厚度的增加,有效渗流能力呈减小趋势,且孔喉分布不同,有效渗流能力减小幅度不同;当边界层厚度一定时,不同孔隙结构对应的有效渗流能力有明显差异。

3 储层伤害机理

特低渗透油藏因埋藏深、渗透率低、孔喉细小,开发过程中水敏、酸敏、压敏等较为突出^[5],通过室内实验,开展了储层伤害机理研究。

3.1 水敏伤害

对85口井271块特低渗透岩心进行了系统化验分析,结果表明:中—强水敏伤害占47.7%;粘土矿物类型和产状是导致水敏伤害产生的主要原因,粘土总量的增加导致水敏伤害增加,特别是随着伊/蒙混层绝对含量的增加,水敏伤害程度明显增强,为采取有效措施抑制粘土矿物膨胀,研制了小分子质量的有机阳离子粘土稳定剂KS-1,该稳定剂具有与储层配伍性好、适合低渗透储层的高温环境、抗

冲刷能力强等特点。对河159、牛872、史108等岩心进行了对比试验,经粘土稳定剂KS-1处理的岩心,其液体渗透率可提高32.9%~90.1%,表明该稳定剂对中—强低渗透水敏性储层的粘土稳定效果好,降低了水敏伤害程度。

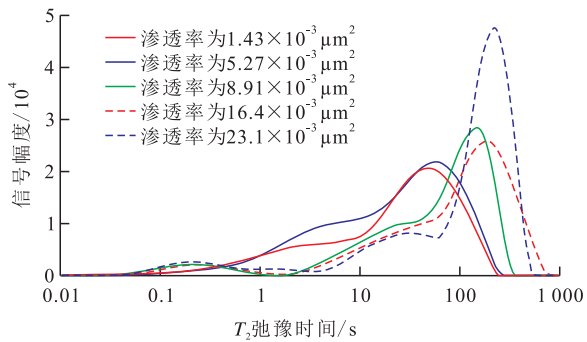
3.2 酸化污染

以河171井为典型井进行长岩心(岩心长度为1 m)酸化实验机理研究。将岩心分为5段进行2次酸化实验。结果表明:注入土酸后,由于各段岩心酸注入量不同,渗透率变化差别也较大。一次酸化后第1、第2段岩心渗透率有所上升,后3段岩心渗透率呈下降趋势,其中第3、第4段岩心渗透率下降趋势较大。观察发现在酸注入段岩心表面出现酸溶蚀孔洞且松散颗粒较多。原因是前端注酸量大,占总注酸量的80%,对岩心溶蚀作用强,渗透率改善程度相对较好。而后端注酸量相对较小,只占总注酸量的20%,加上土酸与岩心的反应产物被推向岩心深部,造成了后端岩心渗透率不同程度降低。2次酸化实验结果与1次酸化实验结果变化趋势大致相同,有效酸化半径虽有所增加,但酸化反应产物被进一步推向岩心深部,加大了污染深度,使长岩心的整体渗流能力有所下降。

3.3 压敏变形

借助扫描电镜、核磁共振实验及岩石力学测试研究特低渗透油藏的压敏机理。由于特低渗透油藏孔隙以粒间孔隙为主,一般呈多边形或椭圆形,抗压能力强,受外力作用不易发生变形;而喉道则呈片状或反拱状,抗压能力弱,受外力作用容易变形甚至闭合。樊18-3和樊162-1等多口井岩心压敏实验结果表明,地层压力下降,岩石发生弹性变形和塑性变形,从而导致渗透率下降;地层压力回升,岩石的弹性变形消失、塑性变形仍然存在,使得渗透率只能部分恢复。地层压力下降幅度越大,岩石的变形程度越大,渗透率降低的幅度越大,塑性变形所占比例越大,地层压力回升后不能恢复的渗透率所占比例越大。分析核磁共振 T_2 谱(图6)发现,尺寸相对较小的孔喉所占的比例越大,地层压力下降岩石的渗透率越低,渗透率降幅越大。

通过室内实验研究了地层压力变化过程中岩石渗透率的变化规律,岩石的渗透率级别不同,水驱开发所需的合理地层压力保持水平不同,总体上特低渗透油藏要立足于早期同步注水。建立了特低渗透油藏注水时机优化图版,以开发过程中渗透率降幅小于10%,即渗透率保留系数大于0.9为例,渗透率为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗透油藏,合理注水时

图6 低渗透油藏核磁共振 T_2 谱Fig.6 Nuclear magnetic resonance T_2 spectra of low permeability oil reservoir

机是压力降至原始地层压力的0.875倍时;渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗透油藏,合理注水时机是压力降至原始地层压力的0.85倍时。

4 提高采收率技术及应用效果

基于特低渗透油藏渗流机理,结合胜利油田特低渗透油藏地质及油藏特征,攻关形成了储层甜点及地应力预测技术、储层改造完井适配井网技术和复合增注提高注采能力技术,通过现场应用,取得了较好的开发效果。

4.1 储层甜点及地应力预测技术

针对不同类型的油藏,胜利油田已形成了较为完备的储层描述技术系列^[10-13],但由于特低渗透油藏埋藏深、厚度薄,储层描述精度低,同时受多次构造运动影响,现今地应力较为复杂。为满足精细开发需要,发展完善了储层甜点及地应力预测技术。

4.1.1 储层描述

浊积岩和滩坝砂是特低渗透油藏中的主要储层类型。针对浊积岩分布零散,灰质成分高,储层地震响应复杂等特点,充分结合岩石物理分析,针对不同岩性组合开展正演模拟,发展完善了与流体、砂体、储层物性相关的高亮体、甜心体、岩性随机反演体等三体描述技术,提高了储层描述精度;针对滩坝砂储层单层薄,砂泥速度差异小,反射信号弱等难点,开展了滩坝砂地震响应机理研究,提出希尔伯特黄变换—多子波变换联合拓频、多尺度分频反演及敏感地震属性集成解释处理新方法,提高了滩坝砂甜点储层的描述精度。在牛庄、渤南沙三段浊积岩,大芦湖、广利沙四段滩坝砂等储层描述中,吻合度较高,为井网部署提供了有力支撑。

4.1.2 地应力预测

现今应力场的准确描述,对压裂裂缝展布、井网合理部署、实现有效注采尤为关键,针对以往地

应力预测结果与实际吻合度差异大的情况,提出了相控非均质力学参数建模和自适应条件加载方法,形成了相控非均质地应力预测技术。通过建立不同岩相的电性识别图版,识别非取心井岩相;在岩相控制下,借助纵横波时差转换,求解各单井不同层位不同岩相的力学参数,完成力学参数建模;不断改变边界力作用方式模拟计算应力场,最终使预测结果与已有实测结果达到最佳拟合,得出研究区应力场展布。应用新方法开展的地应力预测,在开发实践中总体效果较好、吻合度较高。以渤南油田五区为例,通过相控非均质地应力预测技术描述现今应力场,结果显示,渤南油田五区东部最大主应力方向为北东向,一般为 70° 左右,西部为北西向,一般为 120° 左右,与井点测量结果、开发注采对应状况基本一致,误差在 5° 之内,较以往描述精度大幅度提高。

4.2 储层改造完井适配注采井网技术

针对胜利油田低渗透砂砾岩油藏储层物性差、非均质性强、井网适应性差,通过技术攻关及集成配套,形成了仿水平井注水开发技术、径向水射流井网适配技术和复合增注提高注采能力技术等,大幅度提高了特低渗透油藏的开发效果。

4.2.1 仿水平井注水开发技术

针对特低渗透油藏开发,一方面由于物性差,技术上需要小井距注水,才能建立有效驱替;另一方面由于储量丰度低,经济上要求大井距,但建立有效驱替困难,弹性开发采收率低,效益差,亟需一种能够满足能注水提高采收率、少打井降低投资的投资技术,为有效动用低渗透储量和改善开发效果,胜利油田开展了配套开发技术的研究^[6-7],研究创新了仿水平井注水开发技术。该技术就是将油藏工程和储层改造有机结合,通过长缝与井网匹配优化,将水平井和直井的优势有机结合,利用高导流能力定向长缝仿水平井井筒,增加单井控制储量,拉大井距,减少井数,缩小排距,建立有效驱替,通过注水,补充地层能量,提高采收率,实现大井距、小排距有效注水开发。

仿水平井注水开发机理 采用物理模拟、数值模拟和理论推导相结合,揭示了仿水平井注水开发机理,即变点对点径向驱为面对面线性驱,变注采井距为注采排距,减小注采距离,建立有效驱替压差。通过电模拟实验和油藏数值模拟表明:随着压裂缝长增加,等压线逐渐变得平直,由径向驱变为线性驱,注采井距变为注采排距,减小注采井距,易于建立有效驱替压力梯度;裂缝越长,泄油面积越

大,单井控制储量越大;在储量丰度一定的情况下,单井控制储量越大,实现效益开发的经济井网密度越小,井距就越大,因此裂缝越长,可以形成越大的注采井距;定向长缝与井网适配,可改变波及形态,相同井网井距条件下,常规直井注水波及形态为纺锤状,仿水平井注水波及形态为扇面状,从而扩大波及体积。计算结果表明,在相同的井网井距条件下,半缝长为200 m时,波及体积可以扩大近2倍。

仿水平井裂缝井网优化技术 仿水平井裂缝井网优化技术的重点是解决如何建立有效驱替、扩大波及体积和防止注入水过早水窜,从裂缝与井网、裂缝与排距、裂缝与井距的匹配等方面,研究了仿水平井注水开发合理的井网形式、井排方向、井距和排距^[14]等,创建了长缝条件下多区耦合渗流数学模型,提出了缝面建驱排距计算方法。研究结果表明,最优的井网形式为交错排状井网、井排方向应与裂缝方向一致。

定向方位长缝压裂技术 仿水平井开发的关键在于压裂长缝的有效性和方向性,室内实验和矿场实践表明,压裂长缝的有效性可以通过长缝压裂技术来实现,即通过研发油溶性人工双转向剂,有效控制缝高;应用压裂G函数图版评价评价滤失大小,根据滤失量大小来优选小粒径陶粒或树脂类降滤剂来控制滤失;采用纤维压裂液和小粒径支撑剂;以大排量在水平方向建立连续、稳定的支撑带,实现均衡铺置,结合长缝压裂优化设计及配套工艺,可满足支撑半缝长200 m以上的改造需求。压裂长缝的方向性通过径向水射流定向压裂技术来实现,即当主应力方向与井网不匹配时,利用水射流钻孔对压裂裂缝方向的诱导作用,钻孔后适度压裂,实现裂缝定向延伸,解决人工裂缝与井网不匹配的问题,达到裂缝、井网适配的目的,提高水驱效果。

2010年攻关试验以来,通过应用仿水平井开发技术,难动用储量开发见成效,实现了特低渗透率储量当年发现,当年建产,已累积动用石油地质储量为 $9\ 227\times 10^4$ t,建成产能为 144.3×10^4 t,实现了特低渗透储量的效益开发。

4.2.2 径向水射流井网适配

当压裂技术受储层、井筒条件等制约,压裂裂缝方向受复杂地应力影响时,为满足井网需求,实现有效注采,集成配套了径向水射流井网适配技术。即依据油藏的需要,平面上通过变方向、变长度的径向钻孔,改变注入水流线,实现适配井网。纵向上通过变孔密、变长度径向钻孔,有效均衡层

间渗透率差异,实现适配井网。目前,该技术已在牛庄、郝家、史南、梁家楼、纯化等多个油田的特低渗透油藏区块中得到应用,效果较好。以纯化油田纯17-1块纯3-5层为例,应用径向水射流井网适配技术,采收率提高了7.0%。

4.2.3 复合增注提高注采能力

特低渗透油藏压裂后注入水沿裂缝导流能力增加,但是压裂不能改善基质渗流能力,基质孔喉特征未发生本质改变。孔喉细小是导致特低渗透油藏储层容易受到伤害的主要因素,全过程油藏保护、有效提升注入水水质与油藏配伍是实现注水开发的重要保障^[15]。为此,配套形成了强封堵抑制性钻井液体系、酸化解堵+大负压射孔防止油层污染,双子表面活性剂+酸化混排提高水井注水能力,金属膜、陶瓷膜、超滤膜三级水质处理模式保证水质等集成技术。结合特低渗透油藏孔喉特征研究、渗流规律认识,首次提出了特低渗透油藏注入水按照固相颗粒粒径中值细化分级的理念,依据油藏渗透率、有效孔喉半径均值差异,将现有A1级水质标准细分为6级,并引入超滤膜水处理工艺。渗透率小于 $20\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 、孔喉半径均值小于 $1.6\ \mu\text{m}$ 的油藏注入水处理均采用超滤膜过滤技术。通过精细水处理,提高了水井注入能力,保证了仿水平井注水开发效果。如滨425块沙四段油藏中深为2 800 m,渗透率为 $10\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,2011年7月开展精细注水井组试验,先后转注水井10口,已明显见效7口,单元平均单井增产液量为3.3 t/d,综合含水率为26.9%。

5 结论

室内研究和矿场实践表明,喉道大小、分布及连通性等储层岩石孔喉特征和边界层与应力敏感性协同的流固耦合作用决定了特低渗透油藏有效渗流能力,考虑二者协同效应的有效渗流能力评价方法,能够较好地反映孔隙结构和边界层作用的协同效应。

胜利油区特低渗透油藏开发实践证明,希尔伯特黄变换—多子波变换联合拓频、多尺度分频反演及敏感地震属性集成解释处理新方法和相控非均质地应力预测技术提高了储层甜点区和地应力预测的精度。渤南油田五区地应力预测与实测结果表明,预测的地应力方向与实测的地应力方向误差在 5° 之内,较以往描述精度大幅度提高。

仿水平井注水开发技术、径向水射流井网适配技术和复合增注提高注采能力技术大幅度提高了

特低渗透油藏动用率、采收率和单井产能,仿水平井注水开发技术使较多特低渗透油藏的未动用储量得到有效动用,已累积动用石油地质储量为 $9\ 227\times 10^4$ t,径向水射流井网适配技术使纯化油田纯17-1块采收率提高了7.0%,复合增注技术使滨425块沙四段油藏单元平均单井增产液量为3.3 t/d,实现了特低渗透储量的效益开发,对于中外相同类型油藏具有较好的借鉴意义。

参考文献:

- [1] 李道品.低渗透砂岩油田开发[M].北京:石油工业出版社,1997.
Li Daopin.The development of low-permeability sandstone oilfield [M].Beijing:Petroleum Industry Press,1997.
- [2] 范瑞峰,董春梅,吴鹏,等.渤海油田四区沙三段储层特征及其控制因素[J].油气地质与采收率,2015,22(4):64-68.
Fan Ruifeng, Dong Chunmei, Wu Peng, et al.Reservoir characteristics and its control factors of E₃ member in Area4, Bonan oilfield [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4):64-68.
- [3] 杜玉山,杨勇,郭迎春,等.低渗透油藏地层压力保持水平对油水渗流特征的影响[J].油气地质与采收率,2015,22(3):72-76.
Du Yushan, Yang Yong, Guo Yingchun, et al.Impact of formation pressure maintenance on oil-water seepage characteristics in low permeability reservoirs [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3):72-76.
- [4] 计秉玉,赵宇,宋考平,等.低渗透油藏渗流物理特征的几点新认识[J].石油实验地质,2015,37(2):129-133.
Ji Bingyu, Zhao Yu, Song Kaoping, et al.New insights into the physical percolation features of low-permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(2):129-133.
- [5] 项琳娜,吴远坤,汪国辉,等.特低渗透薄互层油藏整体压裂开发技术[J].特种油气藏,2014,21(6):138-140.
Xiang Linna, Wu Yuankun, Wang Guohui, et al.Development of interbedded thin oil reservoirs with extremely low permeability through overall fracturing [J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(6):138-140.
- [6] 时佃海.低渗透砂岩油藏平面径向渗流流态分布[J].石油勘探与开发,2006,33(4):491-494.
Shi Dianhai.Flow state distribution of areal radial flow in low permeability sandstone reservoir [J].Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(4):491-494.
- [7] 吕成远,王建,孙志刚.低渗透砂岩油藏渗流启动压力梯度实验研究[J].石油勘探与开发,2002,29(2):86-89.
Lu Chengyuan, Wang Jian, Sun Zhigang.An experimental study on starting pressure gradient of fluids flow in low permeability sandstone porous media [J].Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(2):86-89.
- [8] 王端平,时佃海,李相远,等.低渗透砂岩油藏开发主要矛盾机理及合理井距分析[J].石油勘探与开发,2003,30(1):87-89.
Wang Duanping, Shi Dianhai, Li Xiangyuan, et al.The main challenges and the reasonable well spacing for the development of low-permeability sandstone reservoirs [J].Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(1):87-89.
- [9] 李洋,雷群,刘先贵,等.微尺度下的非线性渗流特征[J].石油勘探与开发,2011,38(3):336-340.
Li Yang, Lei Qun, Liu Xiangui, et al.Characteristics of micro scale nonlinear filtration [J].Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(3):336-340.
- [10] 王得顺.胜利油田不同类型低渗透油藏改善开发效果方法研究[J].石油天然气学报,2008,30(2):538-541.
Wang Deshun.Method research of improving the development effect of different types of low permeability oil reservoirs in Shengli oilfield [J].Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(2):538-541.
- [11] 李阳,曹刚.胜利油田低渗透砂岩油藏开发技术[J].石油勘探与开发,2005,32(1):123-126.
Li Yang, Cao Gang.Development technology for low-permeability sandstone reservoirs in Shengli Oilfield [J].Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(1):123-126.
- [12] 刘江涛,邓大伟,廖东良,等.沾化凹陷沙四段上亚段滩坝沉积特征及其主控因素[J].油气地质与采收率,2015,22(1):42-46.
Liu Jiangtao, Deng Dawei, Liao Dongliang, et al.Sedimentary characteristics and main controlling factors of the upper fourth member of Shahejie Formation in Zhanhua depression [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1):42-46.
- [13] 王欢,廖新维,赵晓亮,等.特低渗透应力敏感油藏数值模拟历史拟合方法[J].大庆石油地质与开发,2014,33(2):73-76.
Wang Huan, Liao Xinwei, Zhao Xiaoliang, et al.History matching method of the numerical simulation for stress-sensitivity extra-low-permeability oil reservoirs [J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(2):73-76.
- [14] 毕义泉.低渗透油藏仿水平井注水开发技术[M].北京:石油工业出版社,2016.
Bi Yiquan.Waterflooding technology of pseudohorizontal wells in low permeability oil reservoir [M].Beijing: Petroleum Industry Press, 2016.
- [15] 祝仰文,孟红丽,马宝东,等.低渗透油藏表面活性剂降压增注效果影响因素[J].油气地质与采收率,2016,23(1):74-78.
Zhu Yangwen, Meng Hongli, Ma Baodong, et al.Factors effecting decompression and augmented injection by surfactant in low permeability reservoir [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1):74-78.

编辑 王星