



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 101839123 A

(43) 申请公布日 2010.09.22

(21) 申请号 201010133125.3

(22) 申请日 2010.03.26

(71) 申请人 北京东方亚洲石油技术服务有限公司

地址 100020 北京市朝阳区东三环北路甲  
19号嘉盛中心508-510室

(72) 发明人 李向东

(74) 专利代理机构 北京正理专利代理有限公司  
11257

代理人 张文祎

(51) Int. Cl.

*E21B 43/16* (2006.01)

*E21B 43/22* (2006.01)

*E21B 43/24* (2006.01)

*C09K 8/592* (2006.01)

*C09K 8/588* (2006.01)

*C09K 8/584* (2006.01)

权利要求书 11 页 说明书 56 页

(54) 发明名称

一种析蜡型油藏开采方法

(57) 摘要

本发明公开了一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:向油层中加入化学剂和热流体,使油层中的原油顺利渗流至油井,然后让原油从油井中升至地面。本发明具有如下有益效果:本发明能够有效解决原油在油层中的析蜡问题,能够有效开采析蜡型油藏,大幅降低析蜡型油藏开采成本,延长油井生产周期,增加油井产量,提高油藏最终采收率,且实施容易,安全可靠,经济效益显著。

1. 一种析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:向油层中加入化学剂和热流体,使油层中的原油顺利渗流至油井,然后让原油从油井中升至地面。

2. 根据权利要求1所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,通过油井将化学剂和热流体加入油层中。

3. 根据权利要求2所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:通过油井套管将化学剂和热流体加入油层中。

4. 根据权利要求2所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:通过油井油管将化学剂和热流体加入油层中。

5. 根据权利要求2所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:先向油井套管中加入特种气体,然后通过油井油管向油层中加入化学剂和热流体,使油层中的原油顺利渗流至油井,然后将原油从油井中升至地面。

6. 根据权利要求1所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:通过油井,将化学剂和热流体加入该油井周围的油层中,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面。

7. 根据权利要求1所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:将化学剂和热流体在地面或/和油井中混合后加入油层中。

8. 根据权利要求1所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:将化学剂和热流体分别或/和交替加入油层中。

9. 根据权利要求2任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:先将化学剂加入油井中,然后将热流体加入油井中,用热流体将化学剂顶推至该油井控制油层的预定位置,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面

10. 根据权利要求2所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:先将化学剂和其1-10倍的热流体在地面或/和油井中混合后加入油井中,然后将热流体加入油井中,用热流体将化学剂和热流体混合物顶推至该油井控制油层的预定位置,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面。

11. 根据权利要求7任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:先将化学剂和热流体在地面或/和油井中混合后加入油井中,再通过油井进入到该油井控制油层的预定位置,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面。

12. 根据权利要求2任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:先将化学剂加入油井中,然后用特种气体将化学剂顶推进油层中,然后将热流体加入油井中,用热流体将化学剂顶推至该油井控制油层的预定位置,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面。

13. 根据权利要求2所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:先将化学剂和其1-10倍的热流体在地面或/和油井中混合后加入油井中,然后用特种气体将化学剂、热流体混合物顶推进油层中,然后将热流体加入油井中,用热流体将化学剂顶推至该油井控制油层的预定位置,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面。

14. 根据权利要求 3 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:通过油井套管将化学剂和热流体分别或 / 和混合后加入油井进而推至油井控制油层的预定位置。

15. 根据权利要求 4 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:通过油井油管将化学剂和热流体分别或 / 和混合后加入油井进而推至油井控制油层的预定位置。

16. 根据权利要求 3 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油井套管中加入特种气体,然后通过油井油管将化学剂和热流体分别或 / 和混合后加入油层进而推至油井控制油层的预定位置。

17. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:通过注水井将化学剂和热流体加入油层中。

18. 根据权利要求 17 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:通过注水井套管将化学剂和热流体加入油层中。

19. 根据权利要求 17 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:通过注水井油管将化学剂和热流体加入油层中。

20. 根据权利要求 18 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:先向注水井套管中加入特种气体,然后通过注水井油管向油层中加入化学剂和热流体,使油层中的原油顺利渗流至油井,然后让原油从油井中升至地面。

21. 根据权利要求 1 任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:先将注水井转换为油井,然后用化学剂-热流体联合吞吐采油方式将注水井周围油层中的剩余原油开采出来。

22. 根据权利要求 17 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:将化学剂和热流体在地面或 / 和注水井中混合后加入油层中。

23. 根据权利要求 17 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:将化学剂和热流体分别或 / 和交替通过注水井加入油层中。

24. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:通过中心井,将化学剂和热流体加入油层中,驱使油层中的原油顺利渗流至中心井周围的采油井中,再将原油从采油井中升至地面。

25. 根据权利要求 24 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:通过中心井套管将化学剂和热流体加入油层中。

26. 根据权利要求 24 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:通过中心井油管将化学剂和热流体加入油层中。

27. 根据权利要求 24 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:先向中心井套管中加入特种气体,然后通过中心井油管将化学剂和热流体加入油层中。

28. 根据权利要求 25 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:所述的特种气体也可以周期性地加入中心井套管中。

29. 根据权利要求 24 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述的采油井包括 1 口或 1 口以上的油井。

30. 根据权利要求 24 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述的采油井包括 1 口或 1 口以上的注水井。

31. 根据权利要求 24 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述的采油井是反 5

点或反 9 点布置的油井。

32. 根据权利要求 2 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油井或 / 和注水井或 / 和油层中试挤热流体,再向油层中加入化学剂和热流体。

33. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先对油层进行酸化或 / 和压裂,再向油层中加入化学剂和热流体。

34. 根据权利要求 1 任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油层中加入有机溶剂,再向油层中加入化学剂和热流体。

35. 根据权利要求 34 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述有机溶剂不溶于水。

36. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:向油层中加入化学剂、防膨剂和热流体。

37. 根据权利要求 36 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油层中加入防膨剂,再向油层中加入化学剂和热流体。

38. 根据权利要求 1 任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油层中加入泡沫液,再向油层中加入化学剂和热流体。

39. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油层中加入化学剂,再向油层中加入泡沫液和热流体。

40. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:在向油层中加入化学剂或 / 和热流体的同时,向油层中加入泡沫液。

41. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:在向油层中加入化学剂或 / 和热流体完毕后,向油层中加入泡沫液。

42. 根据权利要求 41 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述的泡沫液包括特种气体、发泡剂和水。

43. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油层中加入惰性气体释放剂水溶液,再向油层中加入化学剂和热流体。

44. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油层中加入化学剂,再向油层中加入惰性气体释放剂和热流体。

45. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述的热流体中含有惰性气体释放剂和防膨剂。

46. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述的化学剂中含有惰性气体释放剂。

47. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油层中加入特种化学剂,再向油层中加入液态二氧化碳,再向油层中加入热流体;所述特种化学剂是凝固点低于  $-18^{\circ}\text{C}$ 、含水量小于 0.5% 的化学剂。

48. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:在向油层中加入化学剂或 / 和热流体的同时,向油层中加入液态二氧化碳。

49. 根据权利要求 47 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:向油层中加入特种化学剂或 / 和热流体的同时,向油层中或 / 和热流体中加入特种气体。

50. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油层中加入热流

体,再向油井中加入液态二氧化碳和化学剂,再向油井中加入热流体。

51. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:先用特种气体将液态二氧化碳推入油层中,再向油井中加入特种化学剂和热流体;所述特种化学剂是凝固点低于 $-18^{\circ}\text{C}$ 、含水量小于 0.5%的化学剂。

52. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油层中加入微生物液体,再向油层中加入化学剂和热流体。

53. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:先向油层中加入化学剂,再向油层中加入微生物液体和热流体。

54. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述化学剂和/或热流体含有微生物液体。

55. 根据权利要求 54 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述微生物液体中含有表面活性剂或/和防膨剂。

56. 根据权利要求 53、54 或 55 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述微生物液体是含活高效噬蜡细菌的液体。

57. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油层中加入过氧化物水溶液,再向油层中加入化学剂和热流体。

58. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先向油层加入化学剂,再向油层中加入过氧化物水溶液和热流体。

59. 根据权利要求 1 任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:先将非流体状的化学剂制成温度低于或等于热流体温度的液体,然后再将化学剂液体和热流体加入油层中。

60. 根据权利要求 59 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述的非流体状的化学剂是指在现场施工温度下呈固形物的化学剂。

61. 一种析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:通过油井或/和能够进行采油生产的注水井的套管或/和油管,向近井地带油层中加入 1-10 吨化学剂和 10-100 吨热流体,使油层深部的原油能够顺利渗流进油井或/和能够进行采油生产的注水井,再将原油从油井或/和能够进行采油生产的注水井中升至地面。

62. 根据权利要求 61 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述化学剂的地面温度高于 $25^{\circ}\text{C}$ ,在热流体前加入油层中。

63. 根据权利要求 61 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述的热流体地面温度高于 $80^{\circ}\text{C}$ ,加入油井或/和注水井的套管或/和油管的流量应大于 5 吨/小时。

64. 根据权利要求 61 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述的化学剂或/和热流体含有 1-10 吨有效浓度不超过 50%的防膨剂。

65. 一种析蜡型油藏开采方法,其特征在于,包括以下步骤:通过油井或/和能够进行采油生产的注水井的套管或/和油管,向近井地带油层中加入 1-10 吨常温下呈液态的甲基萘、甲基萘液体、特种有机液体的任意一种或两种或两种以上任意比例混合的混合物和 50-10000 标准立方米特种气体,用特种气体将该混合物推入油层中,使油层深部的原油能够顺利渗流进油井或/和能够进行采油生产的注水井,再将原油从油井或/和能够进行采油生产的注水井中升至地面。

66. 根据权利要求 65 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述 1-10 吨常温下呈

液态的甲基萘、甲基萘液体、特种有机液体的任意一种或两种或两种以上任意比例混合的混合物的地面温度高于 25℃, 在热流体前加入油层中。

67. 根据权利要求 65 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述的热流体地面温度高于 80℃, 加入油井或 / 和注水井套管或 / 和油管的流量应大于 5 吨 / 小时。

68. 根据权利要求 65 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述的 1-10 吨常温下呈液态的甲基萘、甲基萘液体、特种有机液体的任意一种或两种或两种以上任意比例混合的混合物或 / 和热流体中含有 1-10 吨有效浓度不超过 50% 的防膨剂。

69. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述热流体在加热前或 / 和加热后进行防垢处理, 然后再加入到油层中。

70. 根据权利要求 69 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述热流体在加入到油层前加热至 110 ~ 200℃。

71. 根据权利要求 70 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述的加热方法包括加热炉加热、电加热、电磁加热、微波或超声波加热。

72. 根据权利要求 69 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述热流体在加入到油层后加热至 110 ~ 200℃。

73. 根据权利要求 72 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述的加热包括井筒电加热方法、集肤效应电加热方法、井底电加热方法、井筒或井底电磁加热方法、井筒或井底微波或超声波加热方法。

74. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 先进行洗井、通井、更换管柱和维修工作, 再向油层中加入化学剂和热流体。

75. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述的热流体中含有热能释放剂。

76. 根据权利要求 75 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述的热能释放剂是亚硝酸盐或 / 和硝酸盐与氯化铵、尿素、碳酸铵、碳酸氢铵中任意一种或两种或两种以上混合的混合物。

77. 根据权利要求 76 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述的亚硝酸盐和 / 或硝酸盐在热流体中的最大含量不能超过 5%, 所加入油层中的亚硝酸盐和 / 或硝酸盐纯品最大加入量不能超过 10 吨。

78. 根据权利要求 1-55、57-77 中任意所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述热流体中含有惰性气体释放剂。

79. 根据权利要求 78 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述惰性气体释放剂是尿素、碳酸铵、碳酸氢铵、硝酸铵或亚硝酸铵的一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配的混合物。

80. 根据权利要求 79 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述亚硝酸铵和 / 或硝酸铵在热流体中的最大含量不能超过 5%, 加入油层中的亚硝酸铵和 / 或硝酸铵纯品最大加入量不能超过 10 吨。

81. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述的热流体中含有表面活性剂。

82. 根据权利要求 1 所述的析蜡型油藏开采方法, 其特征在于: 所述化学剂和 / 或热流

体中含有浓度不超过 5% 的过氧化物。

83. 根据权利要求 82 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於:所述的化学剂中含有过氧化物时,不能含有高分子表面活性剂和聚合物。

84. 根据权利要求 1-55、57-64、74-77 或 81-83 中任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於:所述化学剂是甲基萘、降粘剂、降凝剂、驱油剂、甲基萘液体、特种有机液体、特种液体、特种熔融液体的任意一种或任意两种或两种以上任意比例混合而无不良化学反应的混合物。

85. 根据权利要求 84 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於:所述甲基萘是 1- 甲基萘、2- 甲基萘、混合甲基萘中的任意一种或任何两种或两种以上任意比例的混合物。

86. 根据权利要求 84 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於,所述降粘剂包括:以甲基萘液体为主要有效成分的油溶性降粘剂、以表面活性剂为主要有效成分的降粘剂或以特种有机液体为主要有效成分的油溶性降粘剂。

87. 根据权利要求 84 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於,所述降凝剂包括:以甲基萘液体为主要有效成分的油溶性降凝剂、以表面活性剂为主要有效成分的降凝剂或以特种有机液体为主要有效成分的油溶性降凝剂。

88. 根据权利要求 84 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於,所述驱油剂包括:以磺酸盐型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂、以羧酸盐型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂、以聚醚型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂、以非离子-阴离子型两性表面活性剂为主要有效成分的驱油剂或以阳离子型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂。

89. 根据权利要求 88 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於:所述以磺酸盐型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂包括以烷基磺酸钠、烷基苯磺酸钠、石油磺酸钠或烷基甲苯磺酸钠为主要有效成分的驱油剂液体。

90. 根据权利要求 88 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於:所述以羧酸盐型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂包括以脂肪酸盐或石油羧酸盐为主要有效成分的驱油剂液体。

91. 根据权利要求 88 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於:所述以聚醚型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂包括以平平加型表面活性剂、OP 型表面活性剂或吐温型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂液体。

92. 根据权利要求 88 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於:所述以非离子-阴离子型两性表面活性剂为主要有效成分的驱油剂包括以聚氧乙烯聚氧丙烯烷基醇醚磺酸盐、聚氧乙烯聚氧丙烯烷基醇醚羧酸盐、聚氧乙烯聚氧丙烯烷基醇醚硫酸酯盐或聚氧乙烯聚氧丙烯烷基醇醚磷酸酯盐为主要有效成分的驱油剂液体。

93. 根据权利要求 88 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於:所述以阳离子型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂包括以氯化十二烷基苄基二甲基铵、氯化十二烷基三甲基铵、氯化十二烷基铵为主要有效成分的驱油剂液体。

94. 根据权利要求 84 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於:所述甲基萘液体包括下述液体中的任意一种或者是它们之间任意两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

- 1) 甲基萘、杂醇油混合液体;

- 2) 甲基萘、有机溶剂混合液体；
- 3) 甲基萘乳化液、悬浊液；
- 4) 50℃以下呈液态的甲基萘液体；
- 5) 100℃以下呈液态的甲基萘和稠环芳香烃混合液体；
- 6) 100℃以下呈液态的甲基萘和稠环芳香烃衍生物混合液体；
- 7) 100℃以下呈液态的甲基萘和联苯混合液体；
- 8) 50℃以下呈液态的甲基萘和原油混合液体；
- 9) 甲基萘和液体石油树脂混合液体；
- 10) 100℃以下呈液态的甲基萘和石油树脂混合液体；
- 11) 甲基萘和有机液体混合液体。

95. 根据权利要求 65 或 84 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於:所述特种有机液体包括下述液体的任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

- 1) 醇类液体；
- 2) 二醇衍生物液体；
- 3) 醚类液体；
- 4) 酯类液体；
- 5) 酮类液体；
- 6) 芳烃类液体；
- 7) 重芳烃液体；
- 8) 芳烯或芳烃衍生物含量大于 5% 的液体石油产品液体；
- 9) 烯烃液体；
- 10) 溶剂油液体；
- 10) 石油树脂副产品液体；
- 11) 常温下为液态的石油树脂液体；
- 12) 杂醇油类液体；
- 13) 100℃以下呈液态的烃类自聚物液体；
- 14) 50℃以下呈液态的甲基萘熔融液体；
- 15) 含蜡量低于 10% 的原油；
- 16) 分子式中不含氯元素、硫元素的有机液体；
- 17) 100℃以下呈液态的石油树脂液体；
- 18) 100℃以下呈液态的生物油脂、裂解生物油脂液体。

96. 根据权利要求 84 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在於,所述特种液体包括下述液体的任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

- 1) 100℃以下呈液态的表面活性剂液体；
- 2) 100℃以下呈液态的油溶或水溶性聚合物液体；
- 3) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃液体；
- 4) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃衍生物液体；



- 5) 常温下呈液态的商品防蜡剂；
- 6) 常温下呈液态的商品油基清蜡剂；
- 7) 常温下呈液态的商品水基清蜡剂；
- 8) 100℃以下呈液态的石油树脂液体。

97. 根据权利要求 84 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于,所述的特种熔融液体包括下述任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

- 1) 200℃以下呈液态的稠环芳香烃熔融液体；
- 2) 200℃以下呈液态的稠环芳香烃衍生物熔融液体；
- 3) 200℃以下呈液态的油溶或水溶性聚合物熔融液体；
- 4) 200℃以下呈液态的表面活性剂熔融液体；
- 5) 200℃以下呈液态的石油树脂熔融液体；
- 6) 200℃以下呈液态的烃类自聚物熔融液体。

98. 根据权利要求 55、81 或 96 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述表面活性剂是下述物质中的任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

- 1) 水溶性阴离子表面活性剂；
- 2) 水溶性阳离子表面活性剂；
- 3) 水溶性非离子表面活性剂；
- 4) 油溶性阴离子表面活性剂；
- 5) 油溶性非离子表面活性剂；
- 6) 生物表面活性剂；
- 7) 两性表面活性剂；
- 8) 高分子表面活性剂。

99. 根据权利要求 98 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述水溶性阴离子表面活性剂包括烷基磺酸钠、烷基苯磺酸钠、烷基三甲基氯化胺、聚氧乙烯烷基苯酚醚羧酸钠盐、聚氧乙烯烷基醇醚羧酸钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚磺酸钠盐、聚氧乙烯烷基醇醚磺酸钠盐、聚氧乙烯烷基醇醚硫酸酯钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚硫酸酯钠盐、结构式为  $C_nF_{2n+1}COONa$  的羧酸钠型氟表面活性剂,其中 n 表示 4 ~ 10 的整数、结构式为  $C_8F_{17}CONH(CH_2)_5COONa$  的羧酸钠型氟表面活性剂、结构式为  $R_fOC_6H_4COONa$  的羧酸钠型氟表面活性剂、结构式为  $C_nF_{2n+1}SO_3Na$  磺酸钠型氟表面活性剂,其中 n 表示 5 或 7 或 9、结构式为  $C_3F_7(CH_2)_nSO_3Na$  的磺酸钠型氟表面活性剂,其中 n 表示 5 或 7 或 9、结构式为  $C_nF_{2n+1}C_6H_4SO_3H$  的磺酸钠型氟表面活性剂,其中 n 表示 5 或 7 或 9、结构式为  $C_7F_{15}CH_2OSO_3Na$  的硫酸酯盐型氟表面活性剂、结构式为  $(CF_3)_2CF_2(CH_2)_6OSO_3Na$  的硫酸酯盐型氟表面活性剂或结构式为  $C_8F_{17}SO_2NH(CH_2)_3NH(CH_2)_3NHCH_2CH_2OSO_3Na$  的硫酸酯盐型氟表面活性剂。

100. 根据权利要求 98 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述水溶性阳离子表面活性剂是氯化十二烷基苄基二甲基铵、氯化十二烷基三甲基铵或氯化十二烷基铵。

101. 根据权利要求 98 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述水溶性非离子表面活性剂是聚氧乙烯烷基醇醚、聚氧乙烯烷基苯酚醚、聚氧乙烯辛基苯酚醚 -10、聚氧乙烯

辛基苯酚醚-7、聚氧乙烯聚氧丙烯丙二醇醚、山梨糖醇酐单羧酸酯聚氧乙烯醚或山梨糖醇酐单月桂酸酯。

102. 根据权利要求 98 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述油溶性阴离子表面活性剂是油溶性石油磺酸钠、油溶性石油羧酸钠、油溶性石油磺酸钾或石油磺酸铵。

103. 根据权利要求 98 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述油溶性非离子表面活性剂是  $F(CF_2)_m(CH_2)_nH$ , 其中  $m = 10$  或  $12$ ,  $n = 8$  或  $12$  或  $14$  或  $18$  或  $24$ 、聚氧乙烯十八胺-7、月桂酰乙二醇胺、鱼油酰乙二醇胺、聚氧乙烯烷基酰胺、 $C_{10}F_{19}O(CH_2CH_2O)_{23}C_{100}F_{19}$  或  $C_3FO(CF-CFO)_nA_r$ , 其中  $n$  表示 1 或 2,  $A_r$  表示芳烃基。

104. 根据权利要求 98 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述生物表面活性剂是用生物工程或生物方法生产的具有表面活性作用的生物制剂、培养液、水溶液、乳化液、悬浊液或干燥制品。

105. 根据权利要求 98 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述的两性表面活性剂是聚氧乙烯烷基醇醚硫酸酯钠盐、聚氧乙烯烷基醇醚硫酸酯铵盐、聚氧乙烯烷基醇醚磷酸酯二钠盐、二(聚氧乙烯烷基醇醚)磷酸酯钾盐、聚氧乙烯烷基醇醚羧酸钠盐、聚氧乙烯烷基醇醚磺酸钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚硫酸酯钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚磷酸酯二钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚羧酸钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚磺酸钠盐、氨基二硫代甲酸盐、烷基二甲胺基乙酸内盐、烷基胺基丙酸内盐或雷米帮 A;

106. 根据权利要求 98 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述高分子表面活性剂是高分子表面活性剂 2020、高分子表面活性剂 2040、高分子表面活性剂 2060、高分子表面活性剂 2070、高分子表面活性剂 AE、高分子表面活性剂 AES、高分子表面活性剂 AEP、高分子表面活性剂 AEC、高分子表面活性剂 AESO、高分子表面活性剂 APES、高分子表面活性剂 APEP、高分子表面活性剂 APEC、高分子表面活性剂 APESO、高分子表面活性剂 SP、高分子表面活性剂 BP 或高分子表面活性剂 GP。

107. 根据权利要求 96 或 97 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述油溶或水溶性聚合物包括烷基苯酚甲醛树脂,聚丙烯酸酯,聚羧酸乙烯酯,乙烯与羧酸乙烯酯共聚物,乙烯与羧酸丙烯酯共聚物,乙烯与丙烯酸酯共聚物,乙烯与甲基丙烯酸酯共聚物,乙烯与顺丁烯二酸酯共聚物,苯乙烯与顺丁烯二酸酯共聚物, $\alpha$ -烯烃与顺丁烯二酸酯共聚物,乙酸乙烯酯与丙烯酸酯共聚物,乙酸乙烯酯与顺丁烯二酸酯共聚物,乙烯、乙烯醇与羧酸乙烯酯共聚物,乙烯、丙烯酸与丙烯酸酯共聚物,乙烯、乙烯基甲基醚与顺丁烯二酸酯共聚物,乙烯、乙酸乙烯酯与顺丁烯二酸酯共聚物,乙烯、羧酸乙烯酯与丙烯磺酸盐共聚物,乙烯、丙烯酸酯与丙烯磺酸盐共聚物或丙烯酸酯、乙烯吡啶与丁二醇双丙烯酸酯共聚物中的任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物。

108. 根据权利要求 96 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述稠环芳香烃液体包括下述任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

- 1) 稠环芳香烃、杂醇油混合液体;
- 2) 稠环芳香烃、有机溶剂混合液体;
- 3) 稠环芳香烃乳化液、悬浊液;
- 4) 100°C 以下呈液态的稠环芳香烃液体;

- 5) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃、联苯混合液体；
- 6) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃、原油混合液体；
- 7) 稠环芳香烃、液体石油树脂混合液体；
- 10) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃、石油树脂混合液体；
- 11) 稠环芳香烃、有机液体混合液体。

109. 根据权利要求 96 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述稠环芳香烃衍生物液体包括下述任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

- 1) 稠环芳香烃衍生物溶于杂醇油的混合液体；
- 2) 稠环芳香烃衍生物溶于有机溶剂的混合液体；
- 3) 稠环芳香烃衍生物乳化液、悬浊液；
- 4) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃衍生物液体；
- 5) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃衍生物、联苯混合液体；
- 6) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃衍生物、原油混合液体；
- 7) 稠环芳香烃衍生物溶于液体石油树脂的混合液体；
- 10) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃衍生物、石油树脂混合液体；
- 11) 稠环芳香烃衍生物溶于有机液体的混合液体。

110. 根据权利要求 94、96、97、108 或 109 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述稠环芳香烃是萘、蒽、菲、芘、并四苯、芘、苯并芘中的任意一种或者是它们之间任意两种或两种以上任意比例的混合物。

111. 根据权利要求 94、96、97、108 或 109 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:稠环芳香烃衍生物是二甲基萘、萘酚、萘二酚、甲基菲、菲酚的任意一种或者是它们之间任意两种或两种以上任意比的的混合物。

112. 根据权利要求 1-55、57-77、81-83 中任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述的开采方法是周期性地进行的。

113. 根据权利要求 5、12、13、16、20、27、28、42、49、51 或 65 中任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述特种气体是天然气、二氧化碳、氮气、炼厂气、烟道气的任意一种或任意两种或两种以上任意比例的混合物。

114. 根据权利要求 36、37、45、55、64 或 68 中任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述防膨剂是胺盐型阳离子表面活性剂、季铵盐型阳离子表面活性剂、吡啶盐型阳离子表面活性剂、钾盐、铵盐、水溶性铝盐、水溶性锆盐、氨水、聚合氯化铝清水溶液中的任意一种或两种或两种以上任意比例混合而无不良化学反应的混合物。

115. 根据权利要求 43-46 中任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述惰性气体释放剂是指:尿素、碳酸铵、碳酸氢铵、硝酸铵或亚硝酸铵的一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配的混合物。

116. 根据权利要求 115 中任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述惰性气体释放剂水溶液所含有亚硝酸铵和 / 或硝酸铵的最大含量不能超过 5%,所加入油层中的亚硝酸铵和 / 或硝酸铵纯品最大加入量不能超过 10 吨。

117. 根据权利要求 57-58、或 82-83 中任意所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:

所述的过氧化物是过甲酸、过氧化二异丙苯、过氧化二苯甲酰、过氧化甲乙酮、过氧化苯甲酸叔丁酯、过氧化环己酮、过氧化叔丁醇、过氧化羟基异丙苯、过氧化氢、过氧化钠、过氧化尿素、过硫酸钠或过碳酸钠的任意一种或任意两种或两种以上任意比例的混合物。

118. 根据权利要求 117 所述的析蜡型油藏开采方法,其特征在于:所述过氧化物水溶液最高浓度不超过 3%。

## 一种析蜡型油藏开采方法

### 技术领域

[0001] 本发明涉及一种原油的开采方法,尤其是一种析蜡型油藏开采方法。

### 背景技术

[0002] 目前,在原油生产开采中,不可避免地开采析蜡型油藏。该类析蜡型油藏或者因为原始温度小于等于该油藏蕴藏原油的析蜡温度,所蕴藏的原油在油藏原始条件下已经产生或析出蜡晶;或者虽然该类析蜡型油藏原始温度高于该油藏蕴藏原油的析蜡温度,但其所蕴藏的原油在油藏中渗流时会因为轻烃、天然气的汽化吸热而导致原油温度低于其析蜡温度,原油在渗流过程中产生或析出蜡晶;或者虽然该类析蜡型油藏原始温度高于该油藏蕴藏原油的析蜡温度,但因为外来流体的温度低于该类析蜡型油藏所蕴藏原油的析蜡温度而导致原油在油层中产生或析出蜡晶;换言之,该类析蜡型油藏的最大特征是:可能因为自身原始温度低于其所蕴藏原油的析蜡温度而导致原油在油层中析出蜡晶,也可能因为开采该类析蜡型油藏过程本身而不可避免的导致原油在油层中析出蜡晶;因此该类析蜡型油藏中的原油极易在油层中产生或析出蜡晶,所产生或析出蜡晶极易造成油藏或油井附近油层的堵塞,或者导致原油在油层中的粘度增加,从而影响原油在油层中的流动(渗流),影响油井正常生产;如果不采取有效的方法,该类油层析蜡型油藏开采难度极大,开采成本高昂,严重时会导致整个油藏无法正常开采,造成大量能源浪费与经济损失。

[0003] 现有开采析蜡型油藏的方法有动力液法、蒸汽法、微生物法、井底电磁法、油层电热法、波法、人工地震法、压裂法、药剂法、注水法等方法,均有不同的缺陷。

[0004] 动力液法是将在地面产生的高压高温原油作为动力液注入油井,利用动力液的能量和油井中的射流泵、水力活塞泵等水力机械把井筒中的原油提升至地面,防止原油在井筒中析蜡凝固。由于该方法只能将动力液注入油井井筒,不能将动力液注入油层中,只能解决井筒问题,不能解决析蜡型油藏深部油层中的原油析蜡问题,而且成本高昂,因此国内目前没有析蜡型油藏开采中大规模推广应用该方法。

[0005] 蒸汽法是将高温高压蒸汽注入油层,利用蒸汽自身的热量加热析蜡型油藏,利用热力将油层中析出的蜡晶熔化,降低原油粘度。该方法直接用于析蜡型油藏存在以下缺陷:一是受油层地质条件复杂性严重制约,注入蒸汽困难大;二是对于那些高温会对油层产生不良影响的析蜡型油藏即热敏性严重的析蜡型油藏难以大量使用高温高压蒸汽;三是在整个采油过程中必须保持整个析蜡型油藏温度和原油温度一直远远高于原油的析蜡温度,为此不仅要消耗大量蒸汽,而且因为油藏热容极大,散热损失严重且不可避免,油藏温度很难得到保证;四是蒸汽法工艺复杂,蒸汽温度、干度与油藏温度场控制困难;五是该方法要求蒸汽的温度越高越好,蒸汽温度越高,相应费用越低,低于 200℃ 的蒸汽不仅成本高而且效果较差,而蒸汽温度高则会导致普通油井井筒热胀冷缩现象严重,会对普通油井井身结构造成极大破坏,生产试验证明很难将 200℃ 以上的高温蒸汽直接用于普通油井;六是为了解决生产蒸汽时水的结垢问题,必须对产生蒸汽的水进行专门软化,导致蒸汽生产费用大幅增加;七是蒸汽的产生需要消耗大量能源,而且必须采用专门的热采油井结构设计,会导

致油井钻井、固井、完井等油井建设费用成倍增加,从而导致采油成本大幅上升,能耗大幅增加。因此,该方法虽然在国内稠油开采中得到了大规模应用,在析蜡型油藏也进行过试验,但却无法实现实用化,难以推广应用。

[0006] 公开资料表明:辽河油田静 35 块属于析蜡型油藏,该区块的生产试验证明:该区块的普通油井应用蒸汽法向油井中注入 200℃以上的高温蒸汽,会导致油井井口膨胀升高 1-2 米,会对油井套管、固井段造成不可逆的极大破坏,严重的会导致套管严重变形、油井报废,无法在该区块推广应用。

[0007] 微生物法是将微生物注入析蜡型油藏,利用微生物能够消耗、分解石蜡的作用降低原油含蜡量,解决原油在油层中的析蜡问题。该方法直接用于析蜡型油藏存在以下缺陷:一是受油层地质条件复杂性严重制约,微生物在析蜡型油藏中存活率、繁殖率低下,导致微生物消耗蜡分子能力有限,因此该方法对于含蜡量高的原油作用有限;二是微生物需要很长的繁殖期才能有效降低油藏中原油的含蜡量并进而降低其析蜡温度,因此该方法会导致油井有效生产时间大幅减少。因此,该方法单独用于析蜡型油藏很难实用化,国内目前还没有成功的应用实例。

[0008] 公开资料表明:辽河油田静 35 块属于析蜡型油藏,该区块的生产试验证明:微生物在该油藏油层中很难快速繁殖,不能有效解决原油在油层中的析蜡问题,无法在该区块推广应用。

[0009] 井底电磁法、油层电热法是将电能转化为热能,利用热能加热油藏,利用热力将油层中析出的蜡晶熔化,降低原油粘度。由于该方法需要消耗大量电能,很难保证油藏温度高于熔蜡温度,需要复杂的配套技术,实施、管理难度大,成本高昂,投入产出比低,因此国内一般将该方法作为井底解堵措施使用,很难直接将其大规模用于析蜡型油藏开采,国内目前还没有成功的应用实例。

[0010] 公开资料表明:辽河油田静 35 块属于析蜡型油藏,该区块的生产试验证明:井底电磁法、油层电热法不能有效保证该区块油藏温度高于熔蜡温度,不能有效熔化其油层中的蜡晶,不能有效解决原油在油层中的析蜡问题,无法在该区块推广应用。

[0011] 波法是将电能转化为声能或微波,利用其特性处理油层,解决原油在油层中的析蜡问题。由于该方法需要消耗大量电能,需要复杂的配套技术,实施、管理难度大,国内目前还没有在析蜡型油藏成功进行现场试验,且因其成本高昂,投入产出比低,国内目前很难直接将其用于析蜡型油藏开采。

[0012] 公开资料表明:辽河油田静 35 块属于析蜡型油藏,该区块的生产试验证明:波法不能有效解决原油在油层中的析蜡问题,无法在该区块推广应用。

[0013] 人工地震法是将其他能量转化为地震波输入油层,利用其特性处理油层,解决原油在油层中的析蜡问题。由于该方法不能有效解决原油在油层中的析蜡问题,国内目前还没有在析蜡型油藏成功进行现场试验,且因其成本高昂,投入产出比低,国内目前很难直接将其用于析蜡型油藏开采。

[0014] 公开资料表明:辽河油田静 35 块属于析蜡型油藏,该区块的生产试验证明:人工地震法不能有效解决原油在油层中的析蜡问题,无法在该区块推广应用。

[0015] 压裂法是一种常规采油技术,是通过改造油层将原油开采出来。由于该法不能有效解决原油在油层中的析蜡问题,只能作为配套技术使用,国内目前还没有用其单独进行

析蜡型油藏开采的先例。

[0016] 药剂法是将表面活性剂、降凝剂、降粘剂等化学药剂加入油井井筒中,以防止原油在在井筒中结蜡、凝固,改善原油在井筒中的流动状态。由于该方法没有将化学药剂有效加入油层中,也没有涉及、解决将化学药剂加入油层的问题,也没有指明将化学药剂有效加入油层的具体技术方案,因此该方法只能解决油井井筒问题,不能解决析蜡型油藏油层中的原油析蜡问题;由于原油在油层中的流动属于微观渗流或毛细管流动,而在井筒中的流动则属于宏观大管径流动,二者属于不同的技术领域,差异巨大;因此,本领域的技术人员不能利用该药剂法和公开资料解决析蜡型油藏油层中的原油析蜡问题,也不能从该药剂法和公开资料中得到有效解决析蜡型油藏油层中原油析蜡问题的启示。因此,国内目前还没有用该方法成功进行析蜡型油藏开采的先例,没有在析蜡型油藏开采中大规模推广应用该方法。

[0017] 公开资料表明:辽河油田静 35 块属于析蜡型油藏,但目前没有明确的公开资料表明将化学药剂加入该区块油层中能够有效解决该区块油层中原油析蜡的问题,也没有将化学药剂加入该区块油层中解决其油层中原油析蜡问题的公开技术方案可供参考;目前,该区块还没有用药剂法解决其油层中原油析蜡问题的生产试验先例,也没有在该区块推广应用该方法。

[0018] 注水法是一种常规采油技术,是利用常温水或 100℃ 以下的水提高油层压力能量,将油层中的原油驱替出来。该方法直接用于析蜡型油藏存在以下缺陷:

[0019] 1) 该方法所用的水在地面的最高温度不超过 100℃,在进入油层时因地面、井筒散热损失最高水温已经低于 100℃;由于油层中的孔隙度很难超过 30%,且熔蜡是一个吸热过程,会进一步降低水温;有关计算表明:该热水进入油层后很难保证油层温度高于熔蜡温度,不能有效融化油层中的蜡晶。

[0020] 2) 该方法所用的水没有降低原油析蜡温度的功能,当其在油层中的温度低于原油析蜡点时,不能抑制蜡晶长大、堵塞油层孔隙;相反,如果进入油藏的水温低于油层中原油的析蜡温度,会进一步加剧原油析蜡问题。

[0021] 因此,尽管该方法已经在普通油藏中大规模应用,但该方法不能有效解决析蜡型油藏油层中原油的析蜡问题,国内目前还没有成功将其直接用于析蜡型油藏开采的先例。

[0022] 以辽河油田静 35 块为例。

[0023] 公开资料表明:辽河油田静 35 块属于析蜡型油藏,平均孔隙度 20%;其东部原油含蜡量 24%,凝固点 37℃,开井油层温度 39.87℃,关井 34 天后实测温度 43.27℃,析蜡温度为 42℃,熔蜡温度 55℃;其西部原油含蜡量 33%,原始温度平均约 54℃,凝固点 50℃,析蜡温度为 54℃,熔蜡温度 60℃。

[0024] 理论计算表明:按照流量 5 吨/小时,用普通注水方式注水,地面 100℃ 的热水到达井口的温度约 97℃,到达井底的温度约 80℃;

[0025] 如果 80℃ 热水进入东部油层,最高可提高油层温度 4℃,将油层温度由 39.87℃ 提高至 44.87℃,仍低于其熔蜡温度 10.13℃,因此该热水不可能将油层温度提高至熔蜡温度,即使不考虑熔蜡吸热问题,该 80℃ 热水也不能有效融化油层中的蜡晶,更不能有效抑制蜡晶继续长大、堵塞油层孔隙;

[0026] 如果 80℃ 热水进入西部油层,最高可提高油层温度 2℃,将油层温度由 54℃ 提高

至 56℃, 仍低于其熔蜡温度 4℃, 因此该热水不可能将油层温度提高至熔蜡温度, 即使不考虑熔蜡吸热问题, 该 80℃ 热水也不能有效融化油层中的蜡晶, 更不能有效抑制蜡晶继续长大、堵塞油层孔隙。

[0027] 该区块的生产试验证明: 采用地面井口水温 90℃ 的注水法不能有效解决该区块原油在油层中的析蜡问题, 不能在该区块推广应用该方法。

[0028] 总之, 上述方法在开采析蜡型油藏时的综合效果都不太理想。

## 发明内容

[0029] 本发明要解决的技术问题是提供一种析蜡型油藏开采方法, 该开采方法能够有效解决原油在油层中的析蜡问题, 能够有效开采析蜡型油藏, 大幅降低析蜡型油藏开采成本, 延长油井生产周期, 增加油井产量, 提高油藏最终采收率, 且实施容易, 安全可靠, 经济效益显著。

[0030] 本发明中的“析蜡型油藏”主要特征是: 油藏内部(又称油层)原始温度小于等于该油藏所蕴藏原油的析蜡温度; 或者油藏内部(又称油层)原始温度虽然高于该油藏所蕴藏原油的析蜡温度, 但在渗流时其温度会小于等于该油藏所蕴藏原油的析蜡温度, 原油在该油藏中渗流时能够析出蜡晶; 或者油藏内部(又称油层)原始温度虽然高于该油藏所蕴藏原油的析蜡温度, 但不超过该油藏所蕴藏原油析蜡温度 10℃; 或者油井开井采油时井底或 / 和井底附近油层的实测温度已经小于等于该油藏所蕴藏原油的析蜡温度; 或者油井关井停止采油后井底或 / 和井底附近油层的实测温度虽然高于该油藏所蕴藏原油的析蜡温度, 但不超过该油藏所蕴藏原油析蜡温度 5℃; 或者能够在油井或 / 和注水井附近油层中析出(或产生)蜡晶的油藏。

[0031] 本发明中的“渗流”是指: 流体(如原油、油水混合物、气体等)在油藏(油层)中的流动过程, 可以是指流体在油藏砂粒间隙(孔隙)中的流动, 也可以是指流体在油藏岩缝(缝隙)中的流动。

[0032] 本发明中的“凝固点”是指: 在规定条件下, 原油失去流动性的温度, 属于原油的物性参数之一, 又称凝固温度, 简称凝点。

[0033] 本发明中的“熔蜡温度”是指: 在规定条件下, 原油中的蜡晶完全融化、消失的温度, 属于原油的物性参数之一, 又称熔蜡点。

[0034] 本发明中的“析蜡温度”是指: 在规定条件下, 原油中形成或产生蜡晶的温度, 有时也俗称为粘温曲线的拐点, 属于原油的物性参数之一, 又称析蜡点。

[0035] 本发明中的“原始温度”是指: 油藏内部(又称油层)开发、采油前的原始地层温度, 属于油藏的物性数据之一。

[0036] 本发明中的“实测温度”是指: 用现有方法测量获得的油井井底或 / 和井底附近油层的温度。

[0037] 本发明中的“热流体”是指: 温度为 30 ~ 200℃ 的热水或水蒸汽或热水、水蒸汽混合物; 所述的热流体可以是清水, 也可以是油田污水, 也可以是清水、油田污水任意混合的混合物。

[0038] 本发明中的“油田污水”是指: 来源于油藏、油层、油井的含油污水, 可以是经过污水处理措施处理过的含油污水, 也可以是直接从油井产物中分离出的含油污水; 可以是同



一油藏的含油污水,也可以是不同油藏的混合含油污水。

[0039] 本发明中的“不良化学反应”:是指能够在溶液中发生阴、阳离子结合的化学反应(如阳离子表面活性剂与阴离子表面活性剂之间的结合反应、阳离子聚丙烯酰胺与阴离子聚丙烯酰胺之间的结合反应、阴离子聚丙烯酰胺与铁铝等金属离子之间的结合或交联反应等等);也指产生沉淀、气体的化学反应;也指反应剧烈且反应速度、温升难以控制的化学反应;也指能够分解有机合成高分子的化学反应(如过氧化物与高分子表面活性剂之间的断链分解反应、过氧化氢与聚丙烯酰胺之间的断链分解反应等)。

[0040] 本发明中“液体”的是指:呈液态的流体,可以是指呈液态的水溶液、有机溶液、乳化液、悬浊液,也可以是指熔融状态的流体或熔融液体。

[0041] 本发明中的“发泡剂”是指:水溶性阴离子表面活性剂、水溶性阳离子表面活性剂、非离子表面活性剂、生物表面活性剂的任意一种或者是它们之间任意两种或两种以上任意比例混合而无不良化学反应的混合物或混合液体。

[0042] 本发明中的“油井”:又称生产油井或采油井,是指用来生产原油或原油、天然气的井;可以是指现有油井,也可以是指新建油井,也可以是指能够用来生产原油或原油、天然气的“注水井”,不包括只能生产天然气、水、少量液态轻烃的气井;可以是指利用现有普通完井方式完井的油井,也可以是指利用现有热采完井方式完井的油井;一般是指套管和油管齐全的油井,有时也指仅有套管的油井;公开资料和国内油田实际生产表明:本发明中的“油井”可以根据具体采油生产需要转换为本发明中的“注水井”(油田企业俗称转注),也可以由本发明中的“注水井”转换而来,且该类“油井”、“注水井”之间的相互转换是采油生产中经常发生的事情。

[0043] 本发明中的“注水井”:又简称水井,是指用来向油藏(油层)中注水和/或注其他流体的井;可以与本发明中的“油井”结构相同,也可以不同,可以有完整的油管和套管,也可以只有套管,有时也指用来向油藏(油层)中注水和/或注其他流体的油井;公开资料和国内油田实际生产表明:“注水井”可以是直接建成的,也可以根据采油生产需要由本发明中的“油井”转换而成(油田企业俗称转注),且该类转注是采油生产中经常发生的事情;国内油田实际生产表明:本发明中的“注水井”也可以根据采油生产需要转换为本发明中的“油井”,而且该类转换也是采油生产中经常发生的事情。

[0044] 本发明中的“管柱”是指:油井井下除套管外的油管、抽油杆、泵、井下工具等。

[0045] 本发明中的“化学剂”是指:甲基萘、降粘剂、降凝剂、驱油剂、甲基萘液体、特种有机液体、特种液体、特种熔融液体的任意一种或任意两种或两种以上任意比例混合而无不良化学反应的混合物。

[0046] 本发明中“化学剂”应具备以下全部基本特征:

[0047] 1) 能够降低含蜡原油析蜡点和/或凝固点和/或熔蜡点 $1^{\circ}\text{C}$ 以上的单质(即单一物质)或混合物,或者能够在常温常压下溶化(或溶解)石蜡(或蜡晶)的单质(即单一物质)或混合物;

[0048] 2) 常温常压下为液体或 $200^{\circ}\text{C}$ 以下呈液体状态,或者能够在 $200^{\circ}\text{C}$ 以下制成液体;

[0049] 3) 在本发明所述“析蜡型油藏”开采应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求。

[0050] 公开资料表明:汽油、苯、四氯化碳、二硫化碳能够在常温常压下溶化石蜡(或蜡

晶),但用于本发明所述的“析蜡型油藏”开采应用中,违反了有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求,不具备本发明中的“化学剂”应具备的全部基本特征,因此不属于本发明中的“化学剂”。

[0051] 试验表明:能够在常温常压下溶化(或溶解)石蜡(或蜡晶)的单质或混合物,均能够有效降低含蜡原油析蜡点 $1^{\circ}\text{C}$ 以上。

[0052] 试验表明:20%的甲基萘与降粘剂、降凝剂、驱油剂、甲基萘液体、特种有机液体、特种液体、特种熔融液体的任意一种或任意两种或两种以上任意比例混合而无不良化学反应的混合物混合后,能够有效降低含蜡原油析蜡点 $1^{\circ}\text{C}$ 以上。

[0053] 本发明中“甲基萘”是1-甲基萘、2-甲基萘、混合甲基萘中的任意一种或任何两种或两种以上任意比例的混合物。

[0054] 本发明中“1-甲基萘”的基本特征是:公开资料表明,本发明中“1-甲基萘”又称为 $\alpha$ -甲基萘,分子式 $\text{C}_{11}\text{H}_{10}$ ,常温常压下呈液态,熔点 $-22^{\circ}\text{C}$ ,不溶于水,溶于乙醇、乙醚等大多数有机溶剂;室内试验表明,其常温常压下与“混合甲基萘”互溶,能溶解2-甲基萘,与2-甲基萘、“混合甲基萘”、原油不产生化学反应;室内试验表明,其能够溶于原油中;属于商品,能够从市场上采购;

[0055] 本发明中“混合甲基萘”的基本特征是:本发明中“混合甲基萘”通常简称(俗称)甲基萘,是以2-甲基萘、1-甲基萘为主的有机混合物,其2-甲基萘、1-甲基萘含量与具体商品型号有关;常温常压下为油状液体,不溶于水,溶于乙醇、乙醚;国内目前没有制定统一产品标准,其产品型号、质量指标等随各生产企业的企业标准不同而有所不同,一般商品的2-甲基萘、1-甲基萘总含量 $\geq 50\%$ ,熔点低于 $-5^{\circ}\text{C}$ ;室内试验表明,“混合甲基萘”常温常压下与1-甲基萘互溶,能溶解2-甲基萘,与2-甲基萘、1-甲基萘、原油不产生化学反应;室内试验表明,“混合甲基萘”能够溶于原油中;属于商品,且商品型号众多,能够从市场上采购;

[0056] 本发明中“2-甲基萘”的基本特征是:公开资料表明,本发明中“2-甲基萘”又称为 $\beta$ -甲基萘,分子式 $\text{C}_{11}\text{H}_{10}$ ;常温常压下为白色至浅黄色单斜晶体或熔融状固体,熔点 $34.6^{\circ}\text{C}$ ;不溶于水,溶于乙醇、乙醚等大多数有机溶剂;室内试验表明,其常温常压下能溶于1-甲基萘、“混合甲基萘”,能溶于温度超过其熔点的热原油,与1-甲基萘、“混合甲基萘”、原油不产生化学反应;属于商品,能够从市场上采购。

[0057] 本发明中的“降粘剂”:是指能够降低原油粘度的化学药剂,它是下述物质中的任意一种或者是它们之间任意两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

[0058] 1) 以甲基萘液体为主要有效成分的油溶性降粘剂,如以甲基萘、杂醇油混合液体为主要有效成分的油溶性降粘剂,能够利用溶解稀释原理降低原油粘度;

[0059] 由石油大学出版社2000年7月第1版第1次印刷的《油田化学》第173页第11-12行所述可知:醇、醇醚能够溶解沥青质;而由该《油田化学》第175页第13-14行所述可知:沥青质含量越高,油的粘度就越高;由公开资料可知:杂醇油主要成分为异戊醇、丁醇、丙醇和庚醇;因此,杂醇油能够溶解沥青质,能够降低原油粘度;

[0060] 试验表明:甲基萘能够溶解沥青质,能够有效降低国内各大油田原油粘度;

[0061] 2) 以表面活性剂为主要有效成分的降粘剂,如以水溶性阴离子表面活性剂为主要有效成分的水溶性降粘剂液体,能够利用乳化降粘原理降低原油粘度;

[0062] 如石油大学出版社 2000 年 7 月第 1 版第 1 次印刷的《油田化学》第 175 页倒数第 3-4 行所述：“可用乳化降粘法开采稠油。这一方法是将表面活性剂水溶液注到井下，使高粘度的稠油变为低粘度的水包油乳状液采出”；

[0063] 3) 以特种有机液体为主要有效成分的油溶性降粘剂；如正丁醚、二甲苯、乙二醇丁醚，能够利用溶解稀释原理降低原油粘度。

[0064] 由于乙二醇丁醚属于醇醚的一种，因此能够溶解沥青质，能够降低原油粘度。

[0065] 试验表明：正丁醚、二甲苯能够溶解沥青质，能够有效降低国内各大油田原油粘度。

[0066] 本发明中“降粘剂”应具备以下全部基本特征：

[0067] 1) 能够降低含蜡原油析蜡点和 / 或凝固点和 / 或熔蜡点 1℃ 以上的单质（即单一物质）或混合物，或者能够在常温常压下溶化（或溶解）石蜡（或蜡晶）的单质（即单一物质）或混合物；

[0068] 2) 常温常压下为液体或 200℃ 以下呈液体状态，或者能够在 200℃ 以下制成液体；

[0069] 3) 在本发明所述“析蜡型油藏”开采应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求。

[0070] 试验表明：将现有降粘剂加入辽河油田静 35 块原油中，能够有效降低该原油析蜡点 1℃ 以上。

[0071] 本发明中的“降凝剂”：是指能够降低原油凝固点的化学药剂。

[0072] 本发明中的“降凝剂”应具备以下全部基本特征：

[0073] 1) 能够降低含蜡原油析蜡点和 / 或凝固点和 / 或熔蜡点 1℃ 以上的单质（即单一物质）或混合物，或者能够在常温常压下溶化（或溶解）石蜡（或蜡晶）的单质（即单一物质）或混合物；

[0074] 2) 常温常压下为液体或 200℃ 以下呈液体状态，或者能够在 200℃ 以下制成液体；

[0075] 3) 在本发明所述“析蜡型油藏”开采应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求。

[0076] 试验表明：将现有降凝剂加入辽河油田静 35 块原油中，能够有效降低该原油析蜡点 1℃ 以上。

[0077] 进一步地，本发明的降凝剂是下述物质中的任意一种或者是它们之间任意两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物：

[0078] 1) 以甲基萘液体为主要有效成分的油溶性降凝剂，如以甲基萘、杂醇油混合液体为主要有效成分的油溶性降凝剂，能够通过共晶、扭曲晶核、溶蜡机理降低原油凝固点。

[0079] 由石油大学出版社 2000 年 7 月第 1 版第 1 次印刷的《油田化学》第 167 页第 6-7 行所述可知：稠环芳香烃能通过参加组成晶核即共晶，从而使晶核扭曲，不利于蜡晶的继续长大；由该《油田化学》第 166 页倒数第 1 行可知：甲基萘属于稠环芳香烃；而由该《油田化学》第 255 页倒数第 4-5 行所述可知：聚合物型降凝剂主链和 / 或支链的非极性部分可与蜡分子共同结晶即共晶，而其极性部分则能使蜡晶晶型产生扭曲；因此，比较甲基萘与聚合物型降凝剂对蜡晶的作用可知二者的作用机理是相似的；因此，甲基萘属于降凝剂范畴。

[0080] 由石油大学出版社 2000 年 7 月第 1 版第 1 次印刷的《油田化学》第 174 页第 3-5 行所述可知：醇、醇醚能够增加蜡与水的溶解度；由该《油田化学》第 252 页倒数第 2 行所述

可知：原油的含蜡量越高，原油的凝固点也越高；因此，杂醇油能够利用溶蜡机理降低原油凝固点。

[0081] 室内试验表明：98%甲基萘、5%杂醇油混合液体能够溶解商品石蜡和蜡烛，在静35块原油中加入该混合液体10%能够有效降低其凝固点1℃以上。

[0082] 2) 以表面活性剂为主要有效成分的降凝剂或其液体，如以烷基磺酸钠、烷基苯磺酸钠为主要有效成分的水溶性降凝剂液体，能够利用在蜡晶表面吸附、使蜡不宜形成网状结构的机理降低原油凝固点。

[0083] 由石油大学出版社2000年7月第1版第1次印刷的《油田化学》第255页倒数第6-8行所述可知：“表面活性剂型原油降凝剂如石油磺酸盐和聚氧乙烯烷基铵，它们是通过在蜡晶表面吸附的机理，使蜡形成不宜遍及整个体系的网络结构而起降凝作用”；由中国石油大学出版社1989年5月第1版、2006年8月第4次印刷的《采油化学》第31-33页所述可知：烷基磺酸钠、烷基苯磺酸钠都属于石油磺酸钠范畴；因此，烷基磺酸钠、烷基苯磺酸钠属于降凝剂范畴。

[0084] 3) 以特种有机液体为主要有效成分的油溶性降凝剂或其液体；如正丁醚、二甲苯、乙二醇丁醚或其混合液体，能够利用溶蜡原理降低原油凝固点。

[0085] 由石油大学出版社2000年7月第1版第1次印刷的《油田化学》第173页第8行所述可知：二甲苯是溶蜡量很大的溶剂；由公开资料可知：正丁醚可用作蜡的萃取和精制溶剂；由该《油田化学》第174页第3-5行所述可知：醇、醇醚能够增加蜡与水的溶解度，而乙二醇丁醚属于醇醚的一种；由该《油田化学》第252页倒数第2行所述可知：原油的含蜡量越高，原油的凝固点也越高；因此，正丁醚、二甲苯、乙二醇丁醚，能够利用溶蜡原理降低原油凝固点。

[0086] 试验表明：正丁醚、二甲苯、乙二醇丁醚任意一种或其混合液体均能够溶解商品石蜡和蜡烛，在静35块原油中加入10%均能够有效降低其凝固点1℃以上。

[0087] 本发明中的“驱油剂”：是指能够提高原油采收率、将油层中的原油驱至油井的化学药剂。

[0088] 本发明中的“驱油剂”应具备以下全部基本特征：

[0089] 1) 能够降低含蜡原油析蜡点和/或凝固点和/或熔蜡点1℃以上的单质（即单一物质）或混合物，或者能够在常温常压下溶化（或溶解）石蜡（或蜡晶）的单质（即单一物质）或混合物；

[0090] 2) 常温常压下为液体或200℃以下呈液体状态，或者能够在200℃以下制成液体；

[0091] 3) 在本发明所述“析蜡型油藏”开采应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求。

[0092] 进一步地，所述驱油剂是下述物质中的任意一种或者是它们之间任意两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物：

[0093] 1) 以磺酸盐型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂，如以烷基磺酸钠、烷基苯磺酸钠、石油磺酸钠、烷基甲苯磺酸钠为主要有效成分的驱油剂液体。

[0094] 2) 以羧酸盐型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂，如以脂肪酸盐、石油羧酸盐为主要有效成分的驱油剂液体。

[0095] 3) 以聚醚型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂，如以平平加型表面活性剂、OP

型表面活性剂、吐温 (Tween) 型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂。

[0096] 4) 以非离子 - 阴离子型两性表面活性剂为主要有效成分的驱油剂, 如以聚氧乙烯聚氧丙烯烷基醇醚磺酸盐、聚氧乙烯聚氧丙烯烷基醇醚羧酸盐、聚氧乙烯聚氧丙烯烷基醇醚硫酸酯盐、聚氧乙烯聚氧丙烯烷基醇醚磷酸酯盐为主要有效成分的驱油剂液体。

[0097] 5) 以阳离子型表面活性剂为主要有效成分的驱油剂, 如以氯化十二烷基苄基二甲基铵、氯化十二烷基三甲基铵、氯化十二烷基铵为主要有效成分的驱油剂液体。

[0098] 6) 以非离子 - 阳离子型两性表面活性剂为主要有效成分的驱油剂, 如以烷基二甲铵基乙酸内盐、烷基铵基丙酸内盐为主要有效成分的驱油剂液体。

[0099] 由石油大学出版社 2000 年 7 月第 1 版第 1 次印刷的《油田化学》第 109-110 页所述可知: 磺酸盐型表面活性剂、羧酸盐型表面活性剂、聚醚型表面活性剂、非离子 - 阴离子型两性表面活性剂属于驱油剂范畴; 阳离子型表面活性剂、非离子 - 阳离子型两性表面活性剂虽然存在在地层吸附损耗的缺陷, 但仍然属于驱油剂范畴。

[0100] 试验表明: 将现有驱油剂加入辽河油田静 35 块原油中, 能够有效降低该原油析蜡点 1°C 以上。

[0101] 本发明中的“甲基萘液体”: 是指含有甲基萘的液体。

[0102] 本发明中“甲基萘液体”应具备以下全部基本特征:

[0103] 1) 能够降低含蜡原油析蜡点和 / 或凝固点和 / 或熔蜡点 1°C 以上的单质或混合物, 或者能够在常温常压下溶化 (或溶解) 石蜡 (或蜡晶) 的单质或混合物;

[0104] 2) 常温常压下为液体或 100°C 以下呈液体状态, 或者能够在 100°C 以下制成液体;

[0105] 3) 在本发明所述的“析蜡型油藏”开采应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求。

[0106] 进一步地, 所述甲基萘液体是下述液体中的任意一种或者是它们之间任意两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

[0107] 1) 甲基萘、杂醇油混合液体;

[0108] 2) 甲基萘、有机溶剂混合液体;

[0109] 3) 甲基萘乳化液、悬浊液;

[0110] 4) 50°C 以下呈液态的甲基萘液体;

[0111] 5) 100°C 以下呈液态的甲基萘和稠环芳香烃混合液体;

[0112] 6) 100°C 以下呈液态的甲基萘和稠环芳香烃衍生物混合液体;

[0113] 7) 100°C 以下呈液态的甲基萘和联苯混合液体;

[0114] 8) 50°C 以下呈液态的甲基萘和原油混合液体;

[0115] 9) 甲基萘和液体石油树脂混合液体;

[0116] 10) 100°C 以下呈液态的甲基萘和石油树脂混合液体;

[0117] 11) 甲基萘和有机液体混合液体;

[0118] 公开资料表明: 国内市场上的商品煤焦油含有甲基萘、有机溶剂, 属于含有甲基萘的液体, 能够降低含蜡原油析蜡点和 / 或凝固点和 / 或熔蜡点 1°C 以上, 具有甲基萘液体的功能; 但如果将煤焦油用于本发明所述的“析蜡型油藏”开采应用中, 违反了有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求, 不具备本发明中的“甲基萘液体”应具备的全部基本特征, 因此不属于本发明中的“甲基萘液体”。

[0119] 试验表明:95%甲基萘与5%杂醇油的混合液体能够有效降低辽河油田静35块原油析蜡点1℃以上。

[0120] 试验表明:常温下,混合甲基萘能够与杂醇油或有机溶剂或液体石油树脂或原油以任意比例混溶;90%混合甲基萘能够溶解10%萘或二甲基萘或联苯或石油树脂;混和甲基萘能与吡啶、喹啉、呋喃等杂环有机液体任意比例混溶。

[0121] 本发明中的“杂醇油”基本特征是:来自发酵法制酒精的副产品杂醇油、酒精法生产丁二烯的副产物杂醇油中的任意一种或者是它们之间任意比例混配的混合物,常温常压下呈液态;试验表明其与1-甲基萘、混合甲基萘互溶,溶于原油,能够溶解2-甲基萘;常温常压下不与1-甲基萘、2-甲基萘、混合甲基萘、原油产生化学反应;属于商品,能够从市场上采购。

[0122] 本发明中的“特种有机液体”:是指常温下呈液态的有机物。

[0123] 本发明中“特种有机液体”应具备以下全部基本特征:

[0124] 1) 能够降低含蜡原油析蜡点和/或凝固点和/或熔蜡点1℃以上的单质或混合物,或者能够在常温常压下溶化(或溶解)石蜡(或蜡晶)的单质或混合物;

[0125] 2) 常温常压下为液体或100℃以下呈液体状态,或者能够在100℃以下制成液体;

[0126] 3) 在本发明所述的“析蜡型油藏”开采应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求。

[0127] 公开资料表明:汽油、苯、四氯化碳、二硫化碳均属于常温下呈液态的有机物,能够在常温常压下溶化石蜡(或蜡晶),具有特种有机液体的功能;但如果将其用于本发明所述的“析蜡型油藏”开采应用中,违反了有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求,不具备本发明中的“特种有机液体”应具备的全部基本特征,因此不属于本发明中的“特种有机液体”。

[0128] 进一步地,特种有机液体是下述液体的任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

[0129] 1) 醇类液体,如甲醇、异丁醇、辛醇等液体;

[0130] 2) 二醇衍生物液体,如乙二醇丁醚、二乙二醇丁醚、二乙二醇乙醚等液体;

[0131] 3) 醚类液体,如正丁醚、异丁醚、正辛醚等液体;

[0132] 4) 酯类液体,如乙酸己酯、乙酸苯酯、苯甲酸甲酯等液体;

[0133] 5) 酮类液体,如3-庚酮、2-辛酮、环戊酮等液体;

[0134] 6) 芳烃类液体,如二甲苯、三甲苯、乙苯等液体;

[0135] 7) 重芳烃液体,如混合重质苯、碳九、碳十等液体;

[0136] 8) 芳烃或芳烃衍生物含量大于5%的液体石油产品液体,如柴油、塑料裂解油、橡胶裂解油等液体;

[0137] 9) 烯烃液体,如14-烯、12-烯、环戊二烯、双环戊二烯、芳香烯烃、苯乙烯、甲基苯乙烯、对甲基苯乙烯等液体;

[0138] 10) 溶剂油液体,如烷烃溶剂油、芳烃溶剂油、烯烃溶剂油等液体;

[0139] 11) 石油树脂副产品液体,如石油树脂生产工艺形成的釜底残留物;

[0140] 12) 常温下为液态的石油树脂液体;

[0141] 13) 杂醇油类液体;

- [0142] 14) 100℃以下呈液态的烃类自聚物液体；
- [0143] 15) 50℃以下呈液态的甲基萘熔融液体；
- [0144] 16) 含蜡量低于 10%的原油；
- [0145] 17) 分子式中不含氯元素、硫元素的有机液体,如吡啶、喹啉、呋喃等杂环有机液体；
- [0146] 18) 100℃以下呈液态的石油树脂液体；
- [0147] 19) 100℃以下呈液态的生物油脂、裂解生物油脂液体,如豆油、裂解动物油、生物柴油等；
- [0148] 公开资料表明:醇、二醇衍生物能够增加蜡与水的相互溶解度,因此能够溶解石蜡(或蜡晶)。
- [0149] 石油大学出版社 2007 年 7 月第 1 版第 1 次印刷的《油田化学》第 170 页倒数第 1-2 行曾述:“原油中的胶质、沥青质本身就是防蜡剂”。
- [0150] 试验表明:将二乙二醇丁醚加入辽河油田静 35 块原油中,能够降低该原油析蜡点 1℃以上。
- [0151] 试验表明:将含蜡量 5%的原油加入辽河油田静 35 块原油中,能够降低该原油析蜡点 1℃以上。
- [0152] 本发明中的“特种液体”:是指下述液体的任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:
- [0153] 1) 100℃以下呈液态的表面活性剂液体；
- [0154] 2) 100℃以下呈液态的油溶或水溶性聚合物液体；
- [0155] 3) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃液体；
- [0156] 4) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃衍生物液体；
- [0157] 5) 常温下呈液态的商品防蜡剂；
- [0158] 6) 常温下呈液态的商品油基清蜡剂；
- [0159] 7) 常温下呈液态的商品水基清蜡剂；
- [0160] 8) 100℃以下呈液态的石油树脂液体；
- [0161] 本发明中“特种液体”应具备以下全部基本特征:
- [0162] 1) 能够降低含蜡原油析蜡点和 / 或凝固点和 / 或熔蜡点 1℃以上的单质或混合物,或者能够在常压常压下溶化(或溶解)石蜡(或蜡晶)的单质或混合物；
- [0163] 2) 常温常压下为液体或 100℃以下呈液体状态,或者能够在 100℃以下制成液体；
- [0164] 3) 在本发明所述的“析蜡型油藏”开采应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求。
- [0165] 公开资料表明:十六烷基磺酸钠外观为浆状物,常温下能够溶于水中,属于表面活性剂型原油降凝剂范畴;聚丙烯酸酯是油溶性聚合物的一种,常温下溶于溶剂,属于聚合物型原油降凝剂范畴;稠环芳香烃、稠环芳香烃衍生物能够溶于溶剂,属于防蜡剂范畴。
- [0166] 试验表明:将十六烷基磺酸钠液体加入静 35 块原油中,能降低该原油析蜡点 1℃以上。
- [0167] 试验表明:将聚丙烯酸酯液体加入静 35 块原油中,能降低该原油析蜡点 1℃以上。
- [0168] 试验表明:将商品防蜡剂或水基清蜡剂或油基清蜡剂加入静 35 块原油中,均能降

低该原油析蜡点 1℃ 以上。

[0169] 室内试验表明：将 5% 萘溶于 95% 杂醇油的混合液体或将 5% 二甲基萘溶于 95% 杂醇油的混合液体加入辽河油田静 35 块原油中，均能够降低该原油析蜡点 1℃ 以上。

[0170] 本发明中的“特种熔融液体”：是指在 200℃ 以下含有稠环芳香烃、稠环芳香烃衍生物、油溶或水溶性聚合物、石油树脂、表面活性剂任意一种或以上的熔融液体。

[0171] 本发明中“特种熔融液体”的基本特征是：熔点低于 200℃。

[0172] 进一步地，所述的特种熔融液体包括下述任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物：

[0173] 1) 200℃ 以下呈液态的稠环芳香烃熔融液体；

[0174] 2) 200℃ 以下呈液态的稠环芳香烃衍生物熔融液体；

[0175] 3) 200℃ 以下呈液态的油溶或水溶性聚合物熔融液体；

[0176] 4) 200℃ 以下呈液态的表面活性剂熔融液体；

[0177] 5) 200℃ 以下呈液态的石油树脂熔融液体；

[0178] 6) 200℃ 以下呈液态的烃类自聚物熔融液体。

[0179] 本发明中的“表面活性剂”：是指那些少量存在就能大大降低表面张力的物质。

[0180] 本发明中“表面活性剂”的基本特征是：具有表面活性，能够降低表面张力（或界面张力）。

[0181] 进一步地，所述表面活性剂是下述物质中的任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物：

[0182] 1) 水溶性阴离子表面活性剂，如：烷基磺酸钠、烷基苯磺酸钠、烷基三甲基氯化胺、聚氧乙烯烷基苯酚醚羧酸钠盐、聚氧乙烯烷基醇醚羧酸钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚磺酸钠盐、聚氧乙烯烷基醇醚磺酸钠盐、聚氧乙烯烷基醇醚硫酸酯钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚硫酸酯钠盐、结构式为  $C_nF_{2n+1}COONa$  的羧酸钠型氟表面活性剂，其中 n 表示 4 ~ 10 的整数、结构式为  $C_8F_{17}CONH(CH_2)_5COONa$  的羧酸钠型氟表面活性剂、结构式为  $R_fOC_6H_4COONa$  的羧酸钠型氟表面活性剂、结构式为  $C_nF_{2n+1}SO_3Na$  磺酸钠型氟表面活性剂，其中 n 表示 5 或 7 或 9、结构式为  $C_3F_7(CH_2)_nSO_3Na$  的磺酸钠型氟表面活性剂，其中 n 表示 5 或 7 或 9、结构式为  $C_nF_{2n+1}C_6H_4SO_3H$  的磺酸钠型氟表面活性剂，其中 n 表示 5 或 7 或 9、结构式为  $C_7F_{15}CH_2OSO_3Na$  的硫酸酯盐型氟表面活性剂、结构式为  $(CF_3)_2CF_2(CH_2)_6OSO_3Na$  的硫酸酯盐型氟表面活性剂或结构式为  $C_8F_{17}SO_2NH(CH_2)_3NH(CH_2)_3NHCH_2CH_2OSO_3Na$  的硫酸酯盐型氟表面活性剂；

[0183] 2) 水溶性阳离子表面活性剂，如：氯化十二烷基苄基二甲基铵、氯化十二烷基三甲基铵、氯化十二烷基铵；

[0184] 3) 水溶性非离子表面活性剂，如：聚氧乙烯烷基醇醚、聚氧乙烯烷基苯酚醚、聚氧乙烯辛基苯酚醚-10、聚氧乙烯辛基苯酚醚-7、聚氧乙烯聚氧丙烯丙二醇醚、山梨糖醇酐单羧酸酯聚氧乙烯醚、山梨糖醇酐单月桂酸酯；

[0185] 4) 油溶性阴离子表面活性剂，如：油溶性石油磺酸钠、油溶性石油羧酸钠、油溶性石油磺酸钾或石油磺酸铵；

[0186] 5) 油溶性非离子表面活性剂，如： $F(CF_2)_m(CH_2)_nH$ ，其中  $m = 10$  或  $12$ ， $n = 8$  或  $12$  或  $14$  或  $18$  或  $24$ 、聚氧乙烯十八胺-7、月桂酰乙二醇胺、鱼油酰乙二醇胺、聚氧乙烯烷基酰胺、 $C_{10}F_{19}O(CH_2CH_2O)_{23}C_{100}F_{19}$  或  $C_3FO(CF-CFO)_nA_r$ ，其中 n 表示 1 或 2， $A_r$  表示芳烃基；



[0187] 6) 生物表面活性剂及其溶液,如:用生物工程或生物方法生产的具有表面活性作用的生物制剂、培养液、水溶液、乳化液、悬浊液、干燥制成品等;

[0188] 7) 两性表面活性剂,如:聚氧乙烯烷基醇醚硫酸酯钠盐、聚氧乙烯烷基醇醚硫酸酯铵盐、聚氧乙烯烷基醇醚磷酸酯二钠盐、二(聚氧乙烯烷基醇醚)磷酸酯钾盐、聚氧乙烯烷基醇醚羧酸钠盐、聚氧乙烯烷基醇醚磺酸钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚硫酸酯钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚磷酸酯二钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚羧酸钠盐、聚氧乙烯烷基苯酚醚磺酸钠盐、氨基二硫代甲酸盐、烷基二甲胺基乙酸内盐、烷基胺基丙酸内盐、雷米帮 A;

[0189] 8) 高分子表面活性剂,如代号或代名的:2020、2040、2060、2070、AE、AES、AEP、AEC、AESO、APES、APEP、APEP、APEP、APESO、SP、BP、GP。

[0190] 本发明中的“油溶或水溶性聚合物”:是指在主链和/或支链上有可与蜡分子共同结晶(共晶)的非极性部分,也有使蜡晶晶型扭曲的极性部分的聚合物。

[0191] 本发明中的“油溶或水溶性聚合物”基本特征是:能够降低含蜡原油析蜡点和/或凝固点和/或熔蜡点 $1^{\circ}\text{C}$ 以上。

[0192] 进一步地,所述油溶或水溶性聚合物是烷基苯酚甲醛树脂,聚丙烯酸酯,聚羧酸乙烯酯,乙烯与羧酸乙烯酯共聚物,乙烯与羧酸丙烯酯共聚物,乙烯与丙烯酸酯共聚物,乙烯与甲基丙烯酸酯共聚物,乙烯与顺丁烯二酸酯共聚物,苯乙烯与顺丁烯二酸酯共聚物, $\alpha$ -烯烃与顺丁烯二酸酯共聚物,乙酸乙烯酯与丙烯酸酯共聚物,乙酸乙烯酯与顺丁烯二酸酯共聚物,乙烯、乙烯醇与羧酸乙烯酯共聚物,乙烯、丙烯酸与丙烯酸酯共聚物,乙烯、乙烯基甲基醚与顺丁烯二酸酯共聚物,乙烯、乙酸乙烯酯与顺丁烯二酸酯共聚物,乙烯、羧酸乙烯酯与丙烯磺酸盐共聚物,乙烯、丙烯酸酯与丙烯磺酸盐共聚物或丙烯酸酯、乙烯吡啶与丁二醇双丙烯酸酯共聚物中的任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物;

[0193] 本发明中的“稠环芳香烃液体”:是指含有稠环芳香烃的液体。

[0194] 进一步地,所述稠环芳香烃液体是下述物质中的任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

[0195] 1) 稠环芳香烃、杂醇油混合液体及其乳化液、悬浊液;

[0196] 2) 稠环芳香烃、有机溶剂混合液体及其乳化液、悬浊液;

[0197] 3) 稠环芳香烃乳化液、悬浊液;

[0198] 4)  $100^{\circ}\text{C}$ 以下呈液态的稠环芳香烃液体及其乳化液、悬浊液;

[0199] 5)  $100^{\circ}\text{C}$ 以下呈液态的稠环芳香烃、联苯混合液体及其乳化液、悬浊液;

[0200] 6)  $100^{\circ}\text{C}$ 以下呈液态的稠环芳香烃、原油混合液体及其乳化液、悬浊液;

[0201] 7) 稠环芳香烃、液体石油树脂混合液体及其乳化液、悬浊液;

[0202] 10)  $100^{\circ}\text{C}$ 以下呈液态的稠环芳香烃、石油树脂混合液体及其乳化液、悬浊液;

[0203] 11) 稠环芳香烃、有机液体混合液体及其乳化液、悬浊液。

[0204] 本发明中的“稠环芳香烃衍生物液体”:是指含有稠环芳香烃衍生物的液体。

[0205] 进一步地,所述稠环芳香烃衍生物液体是下述物质中的任意一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配而无不良化学反应的混合物:

[0206] 1) 稠环芳香烃衍生物溶于杂醇油的混合液体;

[0207] 2) 稠环芳香烃衍生物溶于有机溶剂的混合液体;

- [0208] 3) 稠环芳香烃衍生物乳化液、悬浊液；
- [0209] 4) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃衍生物液体；
- [0210] 5) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃衍生物、联苯混合液体；
- [0211] 6) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃衍生物、原油混合液体；
- [0212] 7) 稠环芳香烃衍生物溶于液体石油树脂的混合液体；
- [0213] 10) 100℃以下呈液态的稠环芳香烃衍生物、石油树脂混合液体；
- [0214] 11) 稠环芳香烃衍生物溶于有机液体的混合液体。

[0215] 本发明中的“稠环芳香烃液体、稠环芳香烃衍生物液体”应具备以下全部基本特征：

[0216] 1) 能够降低含蜡原油析蜡点和 / 或凝固点和 / 或熔蜡点 1℃ 以上的单质（即单一物质）或混合物，或者能够在常温常压下溶化（或溶解）石蜡（或蜡晶）的单质（即单一物质）或混合物；

[0217] 2) 常温常压下为液体或 100℃ 以下呈液体状态，或者能够在 100℃ 以下制成液体；

[0218] 3) 在本发明所述的“析蜡型油藏”开采应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求。

[0219] 公开资料表明：国内市场上的商品煤焦油含有甲基萘、稠环芳香烃衍生物、有机溶剂，属于含有稠环芳香烃、稠环芳香烃衍生物的液体，能够降低含蜡原油析蜡点和 / 或凝固点和 / 或熔蜡点 1℃ 以上，具有稠环芳香烃液体、稠环芳香烃衍生物液体的功能；但如果将煤焦油用于本发明所述的“析蜡型油藏”开采应用中，违反了有关国家标准、行业标准、企业标准的规定、要求，不具备本发明中的“稠环芳香烃液体、稠环芳香烃衍生物液体”应具备的全部基本特征，因此不属于本发明中的“稠环芳香烃液体、稠环芳香烃衍生物液体”。

[0220] 室内试验表明：稠环芳香烃、稠环芳香烃衍生物能够溶于杂醇油、有机溶剂、有机液体、液体石油树脂、原油中；将 10% 稠环芳香烃溶于 90% 液体石油树脂形成的稠环芳香烃液体加入辽河油田静 35 块原油中，能够有效降低该原油析蜡点 1℃ 以上；将 10% 稠环芳香烃衍生物溶于 90% 液体石油树脂形成的稠环芳香烃衍生物液体加入辽河油田静 35 块原油中，能够有效降低该原油析蜡点 1℃ 以上。

[0221] 本发明中的“稠环芳香烃”是指：萘、蒽、菲、蒾、并四苯、芘、苯并蒾中的任意一种或者是它们之间任意两种或两种以上任意比例的混合物。

[0222] 本发明中的“稠环芳香烃衍生物”是指：二甲基萘、萘酚、萘二酚、甲基菲、菲酚中的任意一种或者是它们之间任意两种或两种以上任意比例的混合物。

[0223] 公开资料表明：稠环芳香烃、稠环芳香烃衍生物能够溶于原油、溶剂，能够参加组成蜡晶晶核，抑制蜡晶长大过程，具有防蜡作用，属于防蜡剂范畴。

[0224] 本发明中的“烃类自聚物”是指：不饱和烃在自然状态下通过自然自聚合而形成的聚合物，属于石油化工行业的副产物或废弃物，如来自环戊二烯原料罐罐底的自聚环戊二烯固形物。

[0225] 本发明中的“液体石油树脂”是指：常温下呈液态的石油树脂。

[0226] 本发明中的“防膨剂”是指：胺盐型阳离子表面活性剂、季铵盐型阳离子表面活性剂、吡啶盐型阳离子表面活性剂、钾盐、铵盐、水溶性铝盐、水溶性锆盐、氨水、聚合氯化铝清水溶液、商品防膨剂的任意一种或两种或两种以上任意比例混合而无不良化学反应的混合

物；所述阳离子型表面活性剂的基本特征是：在水中能够解离，解离后起活性作用的部分是阳离子。

[0227] 本发明中的“特种气体”是指：天然气、二氧化碳、氮气、炼厂气、烟道气的任何一种或任意两种或两种以上任意比例的混合物；

[0228] 为解决上述技术问题，本发明一种析蜡型油藏开采方法，包括以下步骤：

[0229] 向油层中加入化学剂和热流体，以熔化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度，使油层中的原油顺利渗流至油井，然后让原油从油井中升至地面；

[0230] 所述的化学剂和热流体能联合协同作用，有效熔化（或溶化）油层中的蜡晶、降低油层中原油的析蜡温度或者在有效熔化（或溶化）油层中蜡晶、降低油层中原油析蜡温度的同时提高油层压力，以便使油层中的原油顺利渗流至油井。为达到前述目标，作为本领域普通技术人员通过现有方法能够确定所述化学剂和热流体各自的最小加入量、最大加入量；

[0231] 所述的化学剂应能保证其向油层中加入的应用符合有关国家标准、或行业标准、或企业标准规定与要求。为达到前述目标，作为本领域普通技术人员通过现有方法能够优选、确定所述化学剂的具体组分或具体商品；

[0232] 所述化学剂和热流体能在油层中接触并联合协同作用，有效熔化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度，使油层中的原油顺利渗流至油井。为达到前述目标，作为本领域普通技术人员通过现有方法能够确定向油层中加入化学剂和热流体的具体方法、加入次序等具体技术方案，能够确定所述化学剂和热流体在加入油层前是否需要混合以及是否需要在地面或 / 和油井中混合，并能够确定所述化学剂和热流体混合时所采用的混合方式、混合比例等具体技术方案。

[0233] 公开资料表明：目前国内有很多成熟方法、设备能够让原油从油井中升至地面，如可以用抽油机将原油从油井中提升至地面，也可以用电潜泵或螺杆泵将原油从油井中泵送至地面。

[0234] 由流体力学可知：由于油层中存在很高的压力，将流体加入油层后，会增加油层的压力，；如果油层中的原油能够流动（渗流），且油井中的压力低于油层压力，油层中的原油就能够渗流进油井中。

[0235] 进一步的，为了正常、有效地开采析蜡型油藏，可以周期性地向油层中加入化学剂和热流体，以熔化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度，使油层中的原油顺利渗流至油井，然后让原油从油井中升至地面；

[0236] 所述的化学剂和热流体可以在地面或 / 和井下混合后加入油层中，也可以分别加入油层中；

[0237] 所述井下是指：油井地面以下部分，也可指注水井地面以下部分。

[0238] 进一步的，为了将化学剂和热流体加入油层中，通过油井用现有方法（如泵送）将化学剂和热流体分别或 / 和混合后加入油层中，以熔化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度，使油层中的原油顺利渗流至油井，再用现有方法让原油从油井中升至地面；

[0239] 为了不动管柱而将化学剂和热流体加入油层中，可以通过油井套管用现有方法（如泵送）将化学剂和热流体分别或 / 和混合后加入油层中；

[0240] 为了降低热流体能耗,或为了在油井结构承载能力范围内尽可能提高热流体温度,或为了减少热流体进入油层前在油井中的热损失和温降,也可以通过油井油管用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体分别或/和混合后加入油层中;

[0241] 所述混合可以是指化学剂和热流体在地面的混合,也可以是指化学剂和热流体在油井中的混合(如化学剂和热流体交替进入管线、油井后的自然混合);

[0242] 所述混合应能保证化学剂和热流体在油层中有效接触并联合协同作用,有效熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员通过现有方法能够确定所述化学剂和热流体在加入油层前是否需要混合以及是否需要在地面或/和油井中混合,并能够确定所述化学剂和热流体混合时所采用的混合方式、混合比例等具体技术方案。

[0243] 进一步的,为了减少热流体和/或化学剂进入油层前在油井中的热损失,保证热流体、化学剂进入油层的温度更高,先向油井套管中加入特种气体,然后通过油井油管向油层中加入化学剂和热流体,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,然后让原油从油井中升至地面;

[0244] 所述特种气体应能保证有效降低热流体、化学剂在油井中的热损失。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员通过现有方法能够确定所述特种气体的最小加入量、最大加入量。

[0245] 进一步的,为了正常、有效地开采析蜡型油藏,也可以通过油井,周期性地向油层中加入化学剂和热流体,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,再用现有方法让原油从油井中升至地面;

[0246] 所述的化学剂和热流体可以在地面或/和油井中混合后加入油层中,也可以分别加入油层中;

[0247] 所述的周期性可以是指固定周期的方式,也可以是指周期不定的方式。

[0248] 公开资料表明:虽然油井控制的油层体积巨大,但因为油层中的压力很高,如埋深1000米的油层原始压力一般在10MPa左右,因此一次向油层中注入巨量的化学剂和热流体会使油层压力很高,会大幅增加施工成本或导致工艺设备复杂化,如一次向压力10MPa油层中注入10000吨化学剂和热流体有可能使油层压力超过50MPa,从而超过油井井口所能承载的工作压力或油层的破裂压力;因此,应分批次的或周期性地向油层中加入化学剂和热流体,在向油层中加入一定量的化学剂和热流体后,再让加入油层中的化学剂、热流体与原油“渗流返回”进油井中并从油井中升到地面,在将原油开采出来的同时使油层的压力得以降低,然后再次向油层中加入化学剂和热流体,形成油田行业俗称的“吞吐采油工艺”,才能有效开采析蜡型油藏。

[0249] 进一步的,为了防止一次向油层中加入化学剂和热流体总量太大的弊端,将化学剂和热流体加入油井周围油层中,再让化学剂和热流体伴随油层中的原油渗流返回至该油井并通过该油井升至地面,实现油井周围油层的化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺),通过油井,用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体加入该油井周围的油层中,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面,以实现油井周围油层的化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺);

[0250] 所述化学剂和热流体可以在地面混合后加入油井周围的油层中,也可以在油井中混合(如化学剂和热流体交替进入管线、油井后的自然混合)后加入油井周围的油层中,也可以分别加入油井周围的油层中;

[0251] 所述原油和化学剂、热流体混合物是在油层中自然混合而成的;所述原油和化学剂、热流体可以在油层中共同渗流至油井,也可以不同时渗流或各自渗流至油井;

[0252] 所述的化学剂、热流体可以全部渗流返回至油井,也可以部分渗流返回至油井而在油层中残留一部分;

[0253] 所述化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)是指:通过油井将化学剂和热流体加入油层中,再让化学剂、热流体与油层中的原油渗流返回至该油井并通过该油井升至地面的采油方式(或工艺);将化学剂和热流体加入油层中即为俗称的“吞”,让化学剂、热流体与油层中的原油渗流返回至该油井并通过该油井升至地面即为俗称的“吐”;

[0254] 所述的化学剂和热流体应保证在加入油井周围油层的应用中不会压穿油层,应保证不会将油层中的原油大量顶推进非油层中。为了达到前述目标,作为本领域普通技术人员通过现有方法能够确定将所述化学剂和热流体加入油层中的最大加入总量、最大加入压力。

[0255] 公开资料表明:油层中的压力很高,如埋深 1000 米的油层原始压力一般在 10MPa 左右,而向油层中加入化学剂和热流体则会增加油层压力;因此,当向油层中加入的化学剂和热流体总量达到一定范围时,就很难再向油层中继续加入化学剂和热流体,或者再继续加入化学剂和热流体会增加成本或导致工艺设备复杂化;而且,如果一次向油层中加入化学剂和热流体的总量太大,会将油层中的原油顶推至距离油井更远的油层甚至超出油井渗流所能控制的范围而难以再随化学剂和热流体返回油井,使油层中的原油无法开采出来;严重的,如果一次向油层中加入化学剂和热流体的总量太大,可使油层中的压力超过油层岩石的破裂压力,导致油层被压穿,将原油从油层中顶推至非油层而损失掉,并给油层带来巨大的破坏,使原油开采无法再正常进行;因此,向油层中加入一定量的化学剂和热流体后,需要让油层中的化学剂、热流体与原油“渗流返回”进油井中并从油井中升到地面,在将原油开采出来的同时使油层的压力得以降低,然后才能再次向油层中加入化学剂和热流体,即油田行业俗称的“吞吐采油工艺”;因此,为了有效开采析蜡型油藏,应首先将油井周围油层中的原油开采出来。

[0256] 由流体力学可知:由于油层中存在很高的压力,从油井将化学剂和热流体加入油井周围油层后,会增加油井周围油层的压力;如果油井中的压力低于油层压力,油层中的原油就能够向油井渗流,加入油层中的化学剂和热流体也能够渗流回油井;且原油和化学剂、热流体在向油井渗流的过程中会自然混合。

[0257] 进一步的,为了利用化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)将油井控制油层中的原油开采出来,进而实现有效开采析蜡型油藏的目的,先用现有方法(如泵送)将化学剂加入油井中,然后用现有方法(如泵送)将热流体加入油井中,用热流体将化学剂顶推至该油井控制油层的预定位置,以融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面;然后重复这些步骤,按这些步骤循环进行,以将油井控制油层中的原油开采出来;

[0258] 也可以先将化学剂和其 1-10 倍的热流体在地面或/和油井中混合后用现有方法

(如泵送)加入油井中,然后用现有方法(如泵送)将热流体加入油井中,用热流体将化学剂顶推至该油井控制油层的预定位置,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面;然后重复这些步骤,按这些步骤循环进行,以将油井控制油层中的原油开采出来;

[0259] 也可以先将化学剂和热流体在地面或/和油井中混合后用现有方法(如泵送)加入油井中,再通过油井进入到该油井控制油层的预定位置,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面;然后重复这些步骤,按这些步骤循环进行,以将油井控制油层中的原油开采出来;

[0260] 也可以先用现有方法(如泵送)将化学剂加入油井中,然后用特种气体将化学剂顶推进油层中,然后用现有方法(如泵送)将热流体加入油井中,用热流体将化学剂顶推至该油井控制油层的预定位置,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面;然后重复这些步骤,按这些步骤循环进行,以将油井控制油层中的原油开采出来;

[0261] 也可以先将化学剂和其 1-10 倍的热流体在地面或/和油井中混合后用现有方法(如泵送)加入油井中,然后用特种气体将化学剂、热流体混合物顶推进油层中,然后用现有方法(如泵送)将热流体加入油井中,用热流体将化学剂顶推至该油井控制油层的预定位置,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面;然后重复这些步骤,按这些步骤循环进行,以将油井控制油层中的原油开采出来;

[0262] 为了不动管柱而将化学剂、热流体分别或/和混合后加入油井进而推至油井控制油层的预定位置,可以通过油井套管用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体分别或/和混合后加入油井进而推至油井控制油层的预定位置;

[0263] 为了降低热流体能耗,或为了在油井结构承载能力范围内尽可能提高热流体温度,或为了减少热流体进入油层前在油井中的热损失和温降,也可以通过油井油管用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体分别或/和混合后加入油井进而推至油井控制油层的预定位置;

[0264] 为了减少热流体和/或化学剂进入油层前在油井中的热损失,保证热流体、化学剂进入油层的温度更高,先向油井套管中加入特种气体,然后通过油井油管用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体分别或/和混合后加入油层进而推至油井控制油层的预定位置;

[0265] 所述化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)是指:将化学剂和热流体加入油层中,再让化学剂、热流体与油层中的原油渗流返回至油井并通过油井升至地面的采油方式(或工艺);将化学剂和热流体加入油层中即为俗称的“吞”,让化学剂、热流体与油层中的原油渗流返回至油井并通过油井升至地面即为俗称的“吐”;

[0266] 所述的油井控制油层:是指以油井为中心、以油井间距一半为半径范围内的油层,也指油井设计控制范围内所控制的油层,其具体范围、指标等的设计是油田常用的成熟方法;

[0267] 所述的预定位置是指:预先设定的化学剂、热流体应该到达的油层位置,可以用油

层处理半径作为表示指标,也可以用油层处理体积作为表示指标;所述的油层处理半径是指以油井底部中心为圆点、化学剂与热流体在油层中所能到达的半径范围;所述的油层处理体积是指以油井中心为中心线、化学剂与热流体在油层中所能到达的油层总体积。作为本领域普通技术人员通过现有方法和油水井、油藏资料能够确定所述预定位置、油层处理半径、油层处理体积的具体指标、技术方案等;

[0268] 所述原油和化学剂、热流体混合物是在油层中自然混合而成的;所述原油和化学剂、热流体可以在油层中共同渗流,也可以不同时渗流或各自渗流;

[0269] 所述的化学剂、热流体可以全部渗流返回至油井,也可以部分渗流返回至油井而在油层中残留一部分;

[0270] 所述油井间距是指:两口井之间的设计距离,属于油田油井设计术语,其设定方法、技术方案是油田常用的成熟方法;公开资料表明:国内油田的油井间距一般为100-500米,也有少量油井的油井间距在该范围之外。

[0271] 公开资料表明:油藏基本的开采方法是在油藏建造油井,用油井控制相应的油层范围,然后通过油井将其控制油层中的原油开采出来,在国内属于成熟的方法;油井的建造也属于成熟的方法。

[0272] 公开资料表明:油井与油层是连通的,油层中的原油能够进入油井;反之,将流体加入油井中,也能通过油井进入油层中。

[0273] 公开资料表明:油井一般有油管 and 套管,油管在套管中,油管与套管间有环形空间,油管与套管可以连通为连通管,也可以用封隔器封闭为不连通。

[0274] 公开资料表明:动管柱属于油井作业范畴,费用较高,因此不动管柱能够降低施工费用,节省采油成本。

[0275] 进一步的,为了将化学剂和热流体加入油层中,也可以通过注水井用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体分别或/和混合后加入油层中,以融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,再用现有方法让原油从油井中升至地面;

[0276] 为了不动管柱而将化学剂和热流体加入油层中,也可以通过注水井套管用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体加入油层中;

[0277] 为了降低热流体能耗,或为了在注水井结构承载能力范围内尽可能提高热流体温度,或为了减少热流体进入油层前在注水井中的热损失和温降,也可以通过注水井油管用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体加入油层中;

[0278] 所述混合可以是指化学剂和热流体在地面的混合,也可以是指化学剂和热流体在注水井中的混合(如化学剂和热流体交替进入管线、注水井后的自然混合);

[0279] 所述混合应能保证化学剂和热流体在油层中有效接触并联合协同作用,有效融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员通过现有方法能够确定所述化学剂和热流体在加入油层前是否需要混合以及是否需要在地面或/和注水井中混合,并能够确定所述化学剂和热流体混合时所采用的混合方式、混合比例等具体技术方案。

[0280] 进一步的,为了减少热流体和/或化学剂进入油层前在注水井中的热损失,保证热流体、化学剂进入油层的温度更高,先向注水井套管中加入特种气体,然后通过注水井油

管向油层中加入化学剂和热流体,以融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,然后让原油从油井中升至地面;

[0281] 所述特种气体应能保证有效降低热流体、化学剂在注水井中的热损失。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员通过现有方法能够确定所述特种气体的最小加入量、最大加入量。

[0282] 进一步的,为了正常、有效地开采析蜡型油藏,也可以通过注水井,周期性地向油层中加入化学剂和热流体,以融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,然后让原油从油井中升至地面。;

[0283] 所述的化学剂和热流体可以在地面或/和注水井中混合后加入油层中,也可以分别加入油层中;

[0284] 所述的周期性可以是指固定周期的方式,也可以是指周期不定的方式。

[0285] 公开资料表明:虽然注水井控制的油层体积巨大,但因为油层中的压力很高,一次向油层中注入巨量的化学剂和热流体会使油层压力很高,会大幅增加施工成本或导致工艺设备复杂化;因此,应分批次的或周期性地向油层中加入化学剂和热流体,在向油层中加入一定量的化学剂和热流体后,再让加入油层中的化学剂、热流体与原油“渗流返回”进油井中并从油井中升到地面,在将原油开采出来的同时使油层的压力得以降低,然后再次向油层中加入化学剂和热流体,形成油田行业俗称的“吞吐采油工艺”,才能有效开采析蜡型油藏。

[0286] 进一步的,为了将注水井周围油层中的剩余原油开采出来,进而实现有效开采析蜡型油藏的目的,先将注水井转换为油井,然后用本发明中的前述化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)将注水井周围油层中的剩余原油开采出来;

[0287] 所述的注水井应具备让原油升至地面(即采油)的条件,作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定将所述注水井转化为油井的具体生产方式、技术方案。

[0288] 公开资料表明:由油井转换为注水井的周围油层中存在大量剩余原油,用普通注水的方法很难将其开采出来;以静35块为例,该区块的注水井虽然曾经进行过井口水温90℃的热注试验,但在热注试验结束前后的正常注水生产中所用的是正常的油田污水,其井口水温一般为40-50,已经低于该区块的原油析蜡温度,因此进入油层后会加剧蜡晶的形成,必然会导致更多的原油剩余在油层中而无法采出,造成资源浪费;因此,将注水井周围油层中的剩余原油开采出来是必要的;由于注水井转化为油井是成熟的方法,因此注水井用本发明中前述化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)的效果是可以预期的。

[0289] 由流体力学可知:由于油层中存在很高的压力,将化学剂和热流体加入注水井周围油层后,会增加注水井周围油层的压力;如果注水井中的压力低于油层压力,油层中的原油就能够向注水井渗流,加入油层中的化学剂和热流体也能够渗流回注水井;且原油和化学剂、热流体在向注水井渗流的过程中会自然混合。

[0290] 进一步的,为了将注水井控制油层中的原油开采出来,进而实现有效开采析蜡型油藏的目的,先将注水井转换为油井,然后用本发明中前述化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)将注水井控制油层中的原油开采出来;

[0291] 所述的注水井控制油层:是指以注水井为中心、以注水井与油井间的油井间距一半为半径范围内的油层,也指注水井设计控制范围内所控制的油层,也可以指转化为注水



井的油井原来的油井控制油层,其具体范围、指标等的设计是油田常用的成熟方法;

[0292] 所述的注水井应具备让原油升至地面(即采油)的条件,作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定将所述注水井转化为油井的具体生产方式、技术方案。

[0293] 公开资料表明:析蜡型油藏的采收率很低,以静 35 块为例,其 15 年多的采收率只有 3%,其设计最终采收率只有 10%,其理论标定最终采收率是 20%;因此,注水井无论是由油井转换而来还是新建的,所控制的油层中仍然还有 80% -97% 的原油,如果不开采出来会造成资源浪费;由于注水井转化为油井是成熟的方法,因此注水井用本发明中前述化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)的效果是可以预期的。

[0294] 进一步的,为了利用化学剂-热流体联合驱油采油方式(或工艺)更经济有效地开采析蜡型油藏,提高油藏最终采收率,本发明一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:通过中心井,用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体加入油层中,融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,并驱使油层中的原油顺利渗流至中心井周围的采油井中,再让原油从采油井中升至地面,以将油层中的原油开采出来;

[0295] 为了不动管柱而将化学剂、热流体加入油层中,可以通过油井套管用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体加入油层中;

[0296] 为了降低热流体能耗,或为了在油井结构承载能力范围内尽可能提高热流体温度,或为了减少热流体进入油层前在油井中的热损失和温降,也可以通过油井油管用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体加入油层中;

[0297] 为了减少热流体和/或化学剂进入油层前在油井中的热损失,保证热流体、化学剂进入油层的温度更高,先向油井套管中加入特种气体,然后通过油井油管将化学剂和热流体加入油层中;所述的特种气体也可以周期性地加入油井套管中,以补充所述的特种气体进入油层中的损耗;

[0298] 所述的中心井是指:用来将化学剂和热流体加入油层中的油井,可以是油井,也可以是注水井,也可以是专门建造的化学剂和/或热流体注入井,一般不用来生产原油;

[0299] 所述的采油井:可以是指油井,也可以是指具备采油条件、能够转换为油井的注水井,可以是指 1 口井,也可以是指 2 口和 2 口以上的井;可以是按照现有油田开发技术方案建成的井,也可以是反 5 点或反 9 点布置的油井;可以是生产油井,也可以是具备采油条件的探井;

[0300] 所述中心井与采油井应能够通过油层连通;

[0301] 所述的化学剂-热流体联合驱油采油方式或工艺:是指从中心井加入化学剂和热流体,让化学剂、热流体驱使油层中的原油渗流至采油井并通过采油井升至地面的采油方式或工艺,让化学剂、热流体驱使油层中的原油渗流至采油井即为油田俗称的“驱”;

[0302] 所述的化学剂和热流体可以在地面或/和中心井中混合后加入油层中,也可以分别或交替加入油层中;可以一直连续不断的加入油层中,也可以根据生产需要随时暂停加入油层中或调整加入油层的具体时间;作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定所述的化学剂和热流体加入油层中的具体技术方案;

[0303] 所述的中心井应能满足中心井加入-采油井采出的化学剂-热流体联合驱油采油方式或工艺的需要,满足析蜡型油藏开采的需要,作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定所述中心井在析蜡型油藏的具体地理位置及所需数量,能够确定将化学剂和热流体

从中心井加入油层中的具体方法、技术方案,并能够确定其与所述采油井的具体数量比例、相对位置等技术方案;

[0304] 所述的采油井应能满足中心井加入-采油井采出的化学剂-热流体联合驱油采油方式或工艺的需要,满足析蜡型油藏开采的需要,作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定所述采油井在析蜡型油藏的具体地理位置及所需数量,能够确定其让原油升至地面的具体生产方式、技术方案,并能够确定其与所述中心井的具体数量比例、相对位置等技术方案。

[0305] 公开资料表明:水驱、化学驱、蒸汽驱、表面活性剂驱、气体驱等各种“驱”的采油方法的采收率、最终采收率高于相应“吞吐”的采油方法,因此化学剂-热流体联合驱油采油方式的效果好于化学剂-热流体联合吞吐采油方式是可以预期的。

[0306] 公开资料表明:油层生产一段时间后,油层中的压力比原始压力低很多;注水生产实践表明:油田污水能够通过注水井渗流到其周围的油井中;因此,中心井加入-采油井采出的化学剂-热流体联合驱油采油方式能够在实际生产中实施进行是可以预期的。

[0307] 公开资料表明:目前油田注水方式一般采用反5点或反9点布置方式,即:注水井在中心,注水井周围有5口油井或9口油井生产原油,注水井周围有5口油井的俗称反5点注水法,注水井周围有9口油井的俗称反9点注水法;因此,利用中心井将化学剂和热流体加入油层中,利用中心井周围的5口或9口采油井生产原油,与相应的反5点注水法、反9点注水法原理相似,因此其效果是可以预期的;也因此,1口中心井对应1口或2口或2口以上采油井的中心井加入-采油井采出的化学剂-热流体联合驱油采油方式效果也是可以预期的。

[0308] 公开资料表明:探井也可以转换为生产油井,是油田生产中成熟的方法和正常发生的事情。

[0309] 进一步的,为了提高油层的渗透率、孔隙度和渗流能力,更经济有效地开采析蜡型油藏,先用现有方法对油层进行酸化或/和压裂,以提高油层的渗透率、孔隙度和渗流能力;再向油层中加入化学剂和热流体,以融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,然后让原油从油井中升至地面;

[0310] 所述的酸化是指:油水井的酸处理,是采油生产中常用的一种成熟工艺方法,可以应用于油井,也可以应用于注水井;所述的酸化可以周期性进行,但公开资料表明所述的压裂在同一口油井或水井一般只进行一次;

[0311] 所述的压裂是指:用压力、压裂液等将油层压开并形成裂缝,是采油生产中常用的一种成熟工艺方法,可以应用于油井,也可以应用于注水井;

[0312] 所述酸化、压裂应能保证其所用的物质不与所述化学剂发生不良化学反应。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员能够利用现有方法确定所述酸化、压裂的技术方案,并能够确定其所用物质的具体种类。

[0313] 公开资料表明:所述酸化、压裂均为成熟工艺方法,能够各自独立进行或联合进行,不会改变油层中的原油物性和油层温度,不能融化(或溶化)油层中析出的蜡晶,但能够提高油层的渗透率、孔隙度和渗流能力;因此,先对油层进行酸化或/和压裂,再向油层中加入化学剂和热流体,将更有利于原油渗流和析蜡型油藏的开采是可以预期的。

[0314] 进一步的,为了防止化学剂大量进入高渗透水层造成化学剂浪费,也为了让化学

剂更均匀地进入同一油井或 / 和注水井中的不同渗透率油层或同一油层的不同渗透率部位、孔隙中,并保证化学剂和热流体能够顺利加入油层中,先向油井或 / 和注水井或 / 和油层中试挤热流体,再向油层中加入化学剂和热流体,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,然后让原油从油井中升至地面;

[0315] 所述的试挤是指:对油井或 / 和注水井或 / 和油层进行的实验性或探索性或侦察性的注水方法或过程,因此可以在每次向油井或 / 和注水井或 / 和油层中加入化学剂和热流体前进行,公开资料表明:所述的试挤是油田采油生产中常用的成熟工艺方法,可以在每次向油井或 / 和注水井或 / 和油层中加入化学剂和热流体

[0316] 所述试挤应能保证化学剂和热流体顺利加入油层中,减少化学剂浪费,让化学剂更均匀地进入同一油井或 / 和注水井中的不同渗透率油层或同一油层的不同渗透率部位、孔隙中,并符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定要求。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员用现有方法能够确定具体的试挤技术方案,并能够确定试挤所用热流体的温度范围及热流体的最小试挤量、最大试挤量。

[0317] 所述试挤用的热流体也可以含有防膨剂或 / 和表面活性剂,所含有的防膨剂应能够有效降低热流体进入油层引起的粘土膨胀,并能够保证不与所述化学剂产生不良化学反应;所含有的表面活性剂应能够有效降低热流体与油层中的沙粒(或岩石)、原油的界面张力,并能够保证不与所述防膨剂、化学剂产生不良化学反应。为达到前述目的,作为本领域普通技术人员用现有方法能够确定所述防膨剂或 / 和表面活性剂的具体组成以及其在热流体中的最小浓度、最大浓度。

[0318] 公开资料表明:油藏油层具有复杂的地质特性和非均质性;以静 35 块为例,辽河油田公开资料表明:静 35 块储层孔隙空间主要为粒间孔,孔喉半径为 2.83 微米,有少量溶蚀孔和裂缝;孔隙类型为高渗大孔细喉不均匀型和中渗大孔细喉不均匀型,孔隙半径一般为 5 ~ 50 微米,平均为 13 微米;储层孔喉均质系数为 0.342,非均质性严重,储层孔隙度一般 17~24%,渗透率一般为  $200 \sim 2000 \times 10^{-3} \text{um}^2$ ,渗透率变化范围可达 10 余倍;生产井段长度为 50 ~ 150 米,油层平均厚度 24 米,单层油层厚度 0.1 ~ 8 米,单井油层层数 3 ~ 25 层,平均泥岩夹层厚度 3.1 米,有少量夹气层和夹水层,大部分井有 1 层以上油水同层;因此,为了防止化学剂大量进入高渗透水层造成化学剂浪费,也为了让化学剂更均匀地进入同一油井或 / 和注水井中的不同渗透率油层或同一油层的不同渗透率部位、孔隙中,并保证化学剂和热流体能够顺利加入油层中,需要在向油层中加入化学剂和热流体前先向油层中试挤热流体。

[0319] 进一步的,为了防止化学剂大量进入高渗透率水层而浪费化学剂,让化学剂更多的进入油层中,先向油层中加入有机溶剂,再向油层中加入化学剂和热流体,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,然后让原油从油井中升至地面;

[0320] 所述有机溶剂应不溶于水,应能够在与水层或 / 和油层中的水接触时形成有效的液-液界面,应能够利用该液-液界面所形成的界面张力有效阻碍化学剂进入水层中,并在向油层加入的应用中符合有关国家标准、或行业标准、或企业标准规定与要求。为达到前述目的,作为本领域普通技术人员用现有方法能够确定所述有机溶剂的具体组成或物质种

类、最小加入量、最大加入量。

[0321] 公开资料表明：水与不溶于水的有机溶剂如油，能够形成油-水界面，产生界面张力；由于油层中的空隙孔喉属毛细管范畴，有关计算可以表明：处于其中的油-水界面所产生的界面张力或毛细管力很大，能够有效阻碍有油-水界面在毛细管中位移；因此，所述有机溶剂与水层或/和油层中的水接触时能够形成有效的液-液界面，并利用该液-液界面所形成的界面张力有效阻碍化学剂进入水层中。

[0322] 进一步的，为了防止热流体导致油层中的粘土膨胀而增加原油渗流阻力，向油层中加入化学剂、防膨剂和热流体，以熔化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度，降低热流体加入油层中引起的粘土膨胀，使油层中的原油顺利渗流至油井，然后让原油从油井中升至地面；

[0323] 也可以先向油层中加入防膨剂，再向油层中加入化学剂和热流体。

[0324] 所述防膨剂能有效降低热流体加入油层中引起的粘土膨胀，并保证其在加入油层的应用中符合有关国家标准、或行业标准、或企业标准的规定与要求。为达到前述目标，作为本领域普通技术人员能够利用现有方法确定所述防膨剂的具体组成、具体商品种类，能够确定所述防膨剂加入油层的具体加入方法及与化学剂、热流体加入次序等技术方案，并能够确定其最小加入量、最大加入量。

[0325] 公开资料表明：钾盐中的氯化钾属于防膨剂范畴，不与表面活性剂产生不良化学反应。

[0326] 进一步的，为了提高油层压力和热流体的波及系数，先向油层中加入特种气体或泡沫液，再向油层中加入化学剂和热流体，以熔化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度，使油层中的原油顺利渗流至油井，然后让原油从油井中升至地面；

[0327] 也可以先向油层中加入化学剂，再向油层中加入特种气体或泡沫液和热流体；

[0328] 也可以在向油层中加入化学剂或/和热流体的同时，向油层中加入特种气体或泡沫液；

[0329] 也可以在向油层中加入化学剂或/和热流体完毕后，向油层中加入特种气体或泡沫液。

[0330] 所述的泡沫液是指：由特种气体与发泡剂、水组成的泡沫液，所述的发泡剂优选非离子表面活性剂；

[0331] 所述的向油层中加入特种气体或泡沫液是指：向油层中加入特种气体或泡沫液的过程与方法，是油田采油生产中常用的成熟工艺方法。

[0332] 所述特种气体或泡沫液应能有效提高油层压力和热流体的波及系数，应保证不与所述化学剂产生不良化学反应，并在向油层加入的应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定要求。为达到前述目的，作为本领域普通技术人员用现有方法能够确定所述特种气体或泡沫液的具体组分、具体种类、加入温度、最小加入压力、最大加入压力、最小加入量、最大加入量，能够确定所述泡沫液形成的具体方法、具体技术方案。

[0333] 公开资料表明：向油层中加入特种气体或泡沫液是油田采油生产中常用的成熟工艺方法，能够各自独立进行或联合进行，所述泡沫液能够有效提高热流体的波及系数（参见石油大学出版社 2007 年 7 月第 1 版第 1 次印刷的《油田化学》第 118 页倒数第 10 行所述“由于泡沫的粘度大于水，所以它有大于水的波及系数”），所述特种气体能够有效提高油

层压力；因此，先向油层中加入特种气体或泡沫液，再向油层中加入化学剂和热流体，将更有利于原油渗流和析蜡型油藏的开采。

[0334] 公开资料表明：阴离子表面活性剂与阳离子表面活性剂相遇能够产生沉淀等不良化学反应，如果所述化学剂含有阴离子表面活性剂，所述泡沫液就不能含有阳离子表面活性剂，反之亦然。

[0335] 进一步的，为了提高油层压力，先向油层中加入惰性气体释放剂水溶液，再向油层中加入化学剂和热流体，以融化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度，提高油层压力，使油层中的原油顺利渗流至油井，然后让原油从油井中升至地面；

[0336] 也可以先向油层中加入化学剂，再向油层中加入惰性气体释放剂和热流体；

[0337] 所述惰性气体释放剂是指：尿素、碳酸铵、碳酸氢铵、硝酸铵或亚硝酸铵的一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配的混合物；

[0338] 所述的惰性气体释放剂水溶液应能在 200℃下的高温环境或油层中发生温和的热分解反应，释放出惰性气体，并在加入油层的应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定与要求。为达到前述目标，作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定所述惰性气体释放剂的具体组成，能够确定所述惰性气体释放剂水溶液的最小浓度、最大浓度，能够确定所述惰性气体释放剂水溶液加入油层中的最小加入量、最大加入量；

[0339] 所述惰性气体释放剂水溶液所含有亚硝酸铵和 / 或硝酸铵的最大含量不能超过 5%，所加入油层中的亚硝酸铵和 / 或硝酸铵纯品最大加入量不能超过 10 吨。为达到前述目标，作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定所述惰性气体释放剂含有亚硝酸铵和 / 或硝酸铵的最大含量、最小含量，并能够确定含有亚硝酸铵和 / 或硝酸铵的所述惰性气体释放剂的最大加入量、最小加入量；

[0340] 所述的热流体也可以含有惰性气体释放剂和 / 或防膨剂；

[0341] 所述的化学剂也可以含有惰性气体释放剂，也可以不含惰性气体释放剂；

[0342] 公开资料表明：亚硝酸铵晶体在受热时反应加快，在 60℃以上时能够爆炸；硝酸铵能够在 110℃以上分解成亚硝酸铵；因此，浓度 10% 以上的亚硝酸铵、硝酸铵水溶液具有危险性，将其加入油层中会违反有关油田企业标准规定与要求，不属于本发明所述的惰性气体释放剂范畴。

[0343] 进一步的，为了利用液态二氧化碳提高油层压力，降低油层中的原油粘度，先向油层中加入特种化学剂，再向油层中加入液态二氧化碳，再向油层中加入热流体，以融化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度，使油层中的原油顺利渗流至油井，然后让原油从油井中升至地面；

[0344] 也可以在向油层中加入化学剂或 / 和热流体的同时，向油层中加入液态二氧化碳；

[0345] 也可以在向油层中加入化学剂（或特种化学剂）或 / 和热流体的同时，向油层中或 / 和热流体中加入特种气体；

[0346] 为了降低液态二氧化碳在油井、油层中汽化降温产生的危害，也可以先向油层中加入热流体，提高油井和油层温度，再向油井中加入液态二氧化碳和化学剂，再向油井中加入热流体；

[0347] 为了防止热流体与液态二氧化碳接触在油井中结冰，也可以先用特种气体将液态

二氧化碳推入油层中,再向油井中加入特种化学剂和热流体;

[0348] 也可以在向油层中加入热流体的同时,向油层中或 / 和热流体中加入泡沫液;

[0349] 所述特种化学剂是指:凝固点低于  $-18^{\circ}\text{C}$ 、含水量小于 0.5% 的化学剂;

[0350] 所述液态二氧化碳、特种化学剂也可以以任意比例同时加入油井或注水井中;

[0351] 所述液态二氧化碳为商品;

[0352] 所述液态二氧化碳应能有效提高油层压力,有效降低油层中的原油粘度,并在向油层加入的应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定要求。为达到前述目的,作为本领域普通技术人员用现有方法能够确定所述液态二氧化碳的最小加入压力、最大加入压力、最小加入量、最大加入量。

[0353] 石油大学出版社 2007 年 7 月第 1 版第 1 次印刷的《油田化学》第 134 页第 13 行表明:“二氧化碳可溶于油,使油降粘”;因此,向油层中加入液态二氧化碳、化学剂和热流体,将更有利于原油渗流和析蜡型油藏的开采。

[0354] 进一步的,为了发挥微生物与化学剂、热流体的联合协同作用,更有效地降低原油在油层中的析蜡温度,先向油层中加入微生物液体,再向油层中加入化学剂和热流体,以融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,后让原油从油井中升至地面;

[0355] 也可以先向油层中加入化学剂,再向油层中加入微生物液体和热流体;

[0356] 所述化学剂和 / 或热流体也可以含有微生物液体,作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定其含有微生物液体的最小含量、最大含量;

[0357] 所述微生物液体也可以含有表面活性剂或 / 和防膨剂,所述的表面活性剂或 / 和防膨剂应不能有效抑制、杀灭微生物;

[0358] 所述微生物液体是指:含活细菌或其他活微生物的水溶液或其他液体;

[0359] 所述微生物液体应能在油层中有效存活繁殖并有效消耗石蜡分子或 / 和能够制造出生物表面活性剂。为达到前述目的,作为本领域普通技术人员用现有方法能够确定微生物具体名称、微生物液体的具体组成,能够确定其向油层中加入的最小量、最大量。

[0360] 所述热流体的温度应保证不能有效抑制、杀灭微生物,所述化学剂应保证不能有效抑制、杀灭微生物。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定热流体的温度范围,能够确定所述化学剂的具体组成。

[0361] 公开资料表明:自然界存在众多噬蜡细菌,从油井井场含油污泥中分离出的高效噬蜡细菌,能够有效消耗蜡分子;国内外大量实验表明:微生物能够在油层中繁殖、存活,能够生成生物表面活性剂,已经在国内外非析蜡型油藏生产中得到推广应用;因此,将所述微生物液体与所述化学剂和热流体联合应用于析蜡型油藏开采中,其所具有的联合协同效果是可以预期的。

[0362] 进一步的,为了更有效的降低原油在油层中的析蜡温度,先向油层中加入过氧化物水溶液,再向油层油层中加入化学剂和热流体;

[0363] 也可以先向油层加入化学剂,再向油层中加入过氧化物水溶液和热流体;

[0364] 所述的过氧化物是指:过甲酸、过氧化二异丙苯、过氧化二苯甲酰、过氧化甲乙酮、过氧化苯甲酸叔丁酯、过氧化环己酮、过氧化叔丁醇、过氧化羟基异丙苯、过氧化氢、过氧化钠、过氧化尿素、过硫酸钠或过碳酸钠的任意一种或任意两种或两种以上任意比例的混合

物。

[0365] 所述过氧化物水溶液最高浓度不超过 3%；

[0366] 所述的过氧化物能保证其能在油层中分解出自由氧或能够破坏沥青质分子、蜡分子碳链或能够破坏沥青质相、蜡晶的结构,其在添加进化学剂和 / 或热流体应用中应符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定要求。为达到前述目的,作为本领域普通技术人员用现有方法能够确定所述过氧化物的具体组成、最小加入量、最大加入量。

[0367] 公开资料表明:所述过氧化物具有强烈的氧化性,能够有效破坏沥青质相、蜡晶的结构,能够被油层中的微量重金属离子催化反应;因此,浓度 5% 以上的过氧化物水溶液具有危险性,将其加入油层中会违反有关油田企业标准规定与要求。

[0368] 室内试验表明:将含量 2% 的过氧化物水溶液加入静 35 块原油中,能够将低该原油析蜡温度 1℃ 以上。

[0369] 进一步的,为了将非流体状的化学剂加入油层中,先用现有方法将所述非流体状的化学剂制成温度低于或等于热流体温度的液体(或乳化液、悬浊液),然后再向油层中加入该液体(或乳化液、悬浊液)和热流体,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,后让原油从油井中升至地面;

[0370] 所述的非流体状的化学剂是指在现场施工温度下呈固形物的化学剂;

[0371] 所述的液体温度应低于或等于热流体温度并在该温度下具有良好的流动性,作为本领域普通技术人员能够利用现有方法确定所述液体(或乳化液、悬浊液)的制成温度,并能够确定其是否需要保温以及相应的保温或伴热保温技术方案。

[0372] 为解决上述技术问题,本发明一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:

[0373] 通过油井或 / 和能够进行采油生产的注水井套管或 / 和油管,向近井地带油层中加入 1-10 吨化学剂和 10-100 吨热流体,以解除近井地带油层堵塞,使油层深部的原油能够顺利渗流进油井或 / 和能够进行采油生产的注水井,再用现有方法让原油从油井或 / 和能够进行采油生产的注水井中升至地面;

[0374] 进一步的,也可以通过油井或 / 和能够进行采油生产的注水井套管或 / 和油管,向近井地带油层中加入 1-10 吨常温下呈液态的甲基萘、甲基萘液体、特种有机液体的任意一种或两种或两种以上任意比例混合的混合物和 50-10000 标准立方米特种气体,用特种气体将该混合物推入油层中,以解除近井地带油层堵塞,使油层深部的原油能够顺利渗流进油井或 / 和能够进行采油生产的注水井,再用现有方法让原油从油井或 / 和能够进行采油生产的注水井中升至地面;

[0375] 进一步的,化学剂和热流体也可以在地面或油井套管或 / 和油管混合后加入油层中;

[0376] 所述化学剂的地面温度应高于 25℃,可以在热流体前加入油层中;

[0377] 所述的热流体地面温度应高于 80℃,加入油井套管或 / 和油管的流量应大于 5 吨 / 小时;

[0378] 所述的化学剂或 / 和热流体也可以含有 1-10 吨有效浓度不超过 50% 的防膨剂。

[0379] 所述化学剂和热流体应能联合作用,有效熔化或溶化近井地带由蜡晶或 / 和沥青质等形成的有机物,并在向近井地带油层加入的应用中应符合有关国家标准、或行业标准、或企业标准的规定与要求。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员能够利用现有方法

确定所述化学剂的具体组成、种类,能够确定所述化学剂、热流体在地面的优选温度、最高温度。

[0380] 由于本发明所述化学剂和热流体能够有效降低油层中的蜡晶熔蜡温度,二者联合作用能够有效熔化(或溶化)油层中的蜡晶;由于本发明所述常温下呈液态的甲基萘、甲基萘液体、特种有机液体的任意一种或两种或两种以上任意比例混合的混合物能够有效溶化蜡晶,且进入油层后不会形成凝固;因此本领域普通技术人员根据本发明所述技术方案和实验数据能够预期其解除油井近井地带蜡晶或/和沥青质等有机物堵塞油层的效果。

[0381] 进一步的,为了防止所述的热流体与油层中的水化学不相容而产生沉淀物堵塞油层孔隙,或者为了防止所述的热流体在油井或/注水井或/和油层中严重结垢,或者为了防止所述的热流体在加热升温设备管线中严重结垢,先将热流体在加热前或/和加热后进行防垢处理,然后再加入油井或/注水井或/油层中;

[0382] 所述热流体进行处理后应能保证其与油层中的水混合不会产生沉淀物堵塞油层孔隙,不会在油井或/注水井、设备、管线、油层中严重结垢。为达到前述目的,本领域普通技术人员能够确定对热流体进行防垢处理的具体技术方案。

[0383] 进一步的,所述热流体可以在加入油井和/或注水井和/或/油层前用现有加热方法加热至 110 ~ 200°C,以提高或保持热流体温度,如用加热炉加热、电加热方法、电磁加热方法、微波(或超声波)加热方法;加热炉加热所用的燃料优选生物质能、天然气、压缩天然气、煤。

[0384] 进一步的,所述热流体可以在加入油井和/或注水井和/或/油层后用现有加热方法加热至 110 ~ 200°C,以提高或保持热流体温度,如用井筒电加热方法、集肤效应电加热方法、井底电加热方法、井筒或井底电磁加热方法、井筒或井底微波(或超声波)加热方法。

[0385] 进一步的,为了保持所述化学剂在加入油井和/或注水井或/和油层时呈液态,所述化学剂可以在加入油井和/或注水井前和/或后用现有加热方法加热,以提高或保持化学剂温度及其流动性;所述化学剂用现有加热方法加热时应符合有关国家标准、行业标准、企业标准要求,作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定具体的加热方法。

[0386] 进一步的,为了保证向油层中顺利加入化学剂和热流体,先进行洗井、通井、更换管柱、维修等作业前期准备工作,再向油层中加入化学剂和热流体;

[0387] 所述的洗井是指:用水或热流体清洗、替换油井或/和注水井油管、套管中原油的综合性工作,属于油田采油生产中常用的成熟工艺方法或工作内容;

[0388] 所述的通井是指:用通井规疏通油井或/和注水井套管、油管等任一或综合性工作,属于油田采油生产中常用的成熟工艺方法或工作内容;

[0389] 所述的更换管柱是指:更换油井或/和注水井的油管、抽油杆、抽油泵、井下工具等任一或综合性工作,属于油田采油生产中常用的成熟工艺方法或工作内容;

[0390] 所述的维修是指:对油井或/和注水井、抽油机及其井场设备、流程、设施进行的任一或综合性工作,属于油田采油生产中常用的成熟工艺方法或工作内容;

[0391] 所述的作业前期准备工作应能保证向油层中顺利加入化学剂和热流体,并符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定要求。为达到前述目的,作为本领域普通技术人员用现有方法能够确定所述作业前期准备工作的具体内容、具体技术方案。



[0392] 进一步的,为了防止所述热流体导致油层中的粘土膨胀而增加原油渗流阻力,所述的热流体也可以含有防膨剂;

[0393] 所述防膨剂应能有效防止热流体在油层中引起的粘土膨胀。为达到前述目的,作为本领域普通技术人员能够利用现有方法确定所述防膨剂的具体组成、具体商品种类,并能够确定所述防膨剂在热流体中的最小含量、最大含量。

[0394] 进一步的,为了提高所述热流体所含有的热能及其在油层中的温度,降低热流体进入油层前的热损失,更有效的融化(或溶化)油层中的蜡晶,所述的热流体也可以含有能够发生热化学反应的热能释放剂;

[0395] 所述的热能释放剂是指:亚硝酸盐或/和硝酸盐与氯化铵、尿素、碳酸铵、碳酸氢铵中任意一种或两种或两种以上混合的混合物。

[0396] 所述的热能释放剂能在所述热流体中发生温和而有效的放热反应,释放热量,能有效提高所述热流体所含有的热能及其进入油层的温度,并保证其与热流体在加入油层应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准规定。为达到前述目的,作为本领域普通技术人员利用现有方法能够确定所述热能释放剂的具体组分及组分间的相互配比组成,能够确定热能释放剂在热流体中的最小含量、最大含量,并能够确定所述热能释放剂加入油层中的最小加入量、最大加入量。

[0397] 所述亚硝酸盐和/或硝酸盐在热流体中的最大含量不能超过5%,所加入油层中的亚硝酸盐和/或硝酸盐纯品最大加入量不能超过10吨。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定含有亚硝酸盐和/或硝酸盐在热流体的最大含量、最小含量,并能够确定亚硝酸盐和/或硝酸盐加入油层中的最大加入量、最小加入量;

[0398] 公开资料表明:亚硝酸盐中的亚硝酸铵晶体在受热时反应加快,在60°C以上时能够爆炸;硝酸铵能够在110°C以上分解成亚硝酸铵;因此,浓度10%以上的亚硝酸铵、硝酸铵水溶液具有危险性,将其加入油层中会违反有关油田企业标准规定与要求,不属于本发明所述的惰性气体释放剂范畴。

[0399] 进一步的,为了更有效的提高油层压力,所述热流体也可以含有惰性气体释放剂;

[0400] 所述惰性气体释放剂是指:尿素、碳酸铵、碳酸氢铵、硝酸铵或亚硝酸铵的一种或者是它们之间两种或两种以上任意比例混配的混合物;

[0401] 所述的惰性气体释放剂应能在200°C下的高温环境或油层中发生温和的热分解反应,释放出惰性气体,并在加入油层的应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定与要求。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定所述惰性气体释放剂的具体组成,能够确定所述惰性气体释放剂在热流体中的最小浓度、最大浓度,并能够确定所述惰性气体释放剂加入油层中的最小加入量、最大加入量;

[0402] 所述亚硝酸铵和/或硝酸铵在热流体中的最大含量不能超过5%,所加入油层中的亚硝酸铵和/或硝酸铵纯品最大加入量不能超过10吨。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定含有亚硝酸铵和/或硝酸铵在热流体的最大含量、最小含量,并能够确定亚硝酸铵和/或硝酸铵加入油层中的最大加入量、最小加入量;

[0403] 公开资料表明:亚硝酸铵晶体在受热时反应加快,在60°C以上时能够爆炸;硝酸铵能够在110°C以上分解成亚硝酸铵;因此,浓度10%以上的亚硝酸铵、硝酸铵水溶液具有

危险性,将其加入油层中会违反有关油田企业标准规定与要求,不属于本发明所述的惰性气体释放剂范畴。

[0404] 进一步的,为了降低所述热流体在油层中与原油、岩石、砂粒间的界面张力,所述的热流体也可以含有表面活性剂(或表面活性剂液体);

[0405] 所述的表面活性剂应能有效降低热流体与原油、岩石、砂粒间的界面张力,应保证其不与所述化学剂产生不良化学反应,并保证所述含有表面活性剂的热流体向油层加入的应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定要求。为达到前述目标,作为本领域普通技术人员用现有方法能够确定所述表面活性剂的具体组成、具体类型,并能够确定所述表面活性剂在热流体中的最小含量、最大含量;

[0406] 公开资料表明:阴离子表面活性剂与阳离子表面活性剂相遇能够产生沉淀等不良化学反应,如果所述化学剂含有阴离子表面活性剂,所述表面活性剂及含该表面活性剂的热流体就不能含有阳离子表面活性剂,反之亦然。

[0407] 进一步的,为了更有效的降低原油的析蜡温度、粘度,所述化学剂和/或热流体也可以含有浓度不超过5%的过氧化物。

[0408] 所述的过氧化物是指:过甲酸、过氧化二异丙苯、过氧化二苯甲酰、过氧化甲乙酮、过氧化苯甲酸叔丁酯、过氧化环己酮、过氧化叔丁醇、过氧化羟基异丙苯、过氧化氢、过氧化钠、过氧化尿素、过硫酸钠或过碳酸钠的任意一种或任意两种或两种以上任意比例的混合物。

[0409] 所述的化学剂含有过氧化物时,不能含有高分子表面活性剂和聚合物。

[0410] 所述的过氧化物应能在油层中分解出自由氧或能够破坏沥青质分子、蜡分子碳链或能够破坏沥青质相、蜡晶的结构,应在添加进化学剂和/或热流体并加入油层的应用中应符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定要求。为达到前述目的,作为本领域普通技术人员用现有方法能够确定所述过氧化物是否能够或允许加入所述化学剂和/或热流体中,能够确定所述过氧化物的具体组成及其在所述化学剂和/或热流体最小含量、最大含量,并能够确定所述过氧化物加入油层中的最小量、最大量。

[0411] 公开资料表明:所述过氧化物具有强烈的氧化性,能够有效破坏沥青质相、蜡晶的结构,能够被油层中的微量重金属离子催化反应;因此,浓度5%以上的过氧化物水溶液具有危险性,将其加入油层中会违反有关油田企业标准规定与要求。

[0412] 室内试验表明:将含量2%的过氧化物水溶液加入静35块原油中,能够将低该原油析蜡温度1℃,并能够降低其粘度10%以上。

[0413] 本发明具有如下有益效果:本发明能够有效解决原油在油层中的析蜡问题,能够有效开采析蜡型油藏,大幅降低析蜡型油藏开采成本,延长油井生产周期,增加油井产量,提高油藏最终采收率,且实施容易,安全可靠,经济效益显著。

## 具体实施方式

[0414] 实施例1

[0415] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:向油层中加入化学剂和热流体,它们熔化了油层中的蜡晶,同时降低了油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,然后将原油从油井中提升至地面。

[0416] 所述化学剂是混合甲基萘;所述热流体是 95 ~ 100℃油田污水。

[0417] 以静 35-31-41 井应用本发明为例:

[0418] 辽河油田的公开资料表明:静 35-31-41 井属于静 35 块东部油井,于 1994 年 5 月 16 日建成投产,因产液量低、含水高关井,2006 年 10 月重新开井,日产液 1-2 吨/日,含水 100%,累计产水 190 吨,2007 年 6 月前因油层供液不足一直无法正常生产,采用隔 2 天开井采油 12 小时的间歇生产方法,平均日产液 0.7 吨/日,平均日产油 0.4 吨/日,至 2007 年 6 月底累计采油 100 吨左右,产液 400 吨左右;

[0419] 生产分析和有关计算表明:该井开井生产时,其周围油层的温度已经低于析蜡温度,已经在油层中析蜡,所析蜡晶严重堵塞了油层渗流孔隙,导致油层渗透率大幅降低,油层中的原油难以顺利渗流至油井,从而造成油层供液不足,油井无法正常生产,只能采用间歇生产方式;

[0420] 为了提高油层的供液能力,使油层中的原油顺利渗流至油井,让油井正常生产,该井于 2007 年 6 月 27 日应用本发明进行了生产试验,其技术方案为:先用高压泵先向该井套管中挤注(俗称反挤)20 吨混合甲基萘,然后再向该井套管中挤注(俗称反挤)95 ~ 100℃油田污水 600 吨,利用该污水将套管中的混合甲基萘推入油层中并与其在油层中混合,利用混合甲基萘与 95 ~ 100℃油田污水的联合协同作用熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,同时提高油层压力,以便使油层中的原油顺利渗流至油井。再用该井及其现有采油方法将进入油井中的原油提升至地面;

[0421] 公开资料表明:混合甲基萘 20℃密度大于水,因此将其加入油井套管中后,能够用污水将其推入油层中;

[0422] 室内试验和公开资料表明:该井原油样品的熔蜡温度为 55℃;混合甲基萘在 40℃能够熔化商品石蜡或蜡烛;在该井 40℃原油样品中加入 10%混合甲基萘,能够降低该井原油凝固点 22℃,降低其析蜡点 11℃,说明 40℃下混合甲基萘已经将蜡晶有效熔化或溶化;由此可知:混合甲基萘能够将该井油样的熔蜡温度由 55℃降至 40℃,降低熔蜡温度 15℃;

[0423] 有关计算表明:将 95 ~ 100℃油田污水 600 吨加入该井中,能够使该井周围半径 10 米内的油层温度提高 4℃以上,使其在 48 小时内保持在 45℃以上,高于混合甲基萘熔化(或溶化)蜡晶的温度 5℃以上;由此可知:95 ~ 100℃油田污水能够为混合甲基萘熔化(或溶化)蜡晶创造热力条件;

[0424] 因此,混合甲基萘与 95 ~ 100℃油田污水联合协同作用,能够将该井周围半径 10 米内油层中析出的蜡晶熔化(或溶化),有效降低其原油的凝固点、析蜡点;

[0425] 该井应用本发明所述技术方案 7 天后开井生产,实际试验检测表明:该井生产初期实际油样 40℃粘度为 160mPa. S,不到辽河油田公开资料所述 50℃原始粘度的 50%,50℃粘度为 30mPa. S,不到辽河油田公开资料所述 50℃原始粘度的 9%,析蜡温度为 32℃,比辽河油田公开资料所述静 35 块东部原油析蜡温度 42℃低 10℃;该井生产 6 个月时的实际油样 40℃粘度为 280mPa. S,不到辽河油田公开资料所述 50℃原始粘度的 78%,50℃粘度为 150mPa. S,不到辽河油田公开资料所述 50℃原始粘度的 42%,析蜡温度为 35℃,比辽河油田公开资料所述静 35 块东部原油析蜡温度 42℃低 7℃;该井生产 12 个月时的实际油样 40℃原油粘度为 490mPa,50℃的原油粘度为 260mPa. S,仍不到辽河油田公开资料所述 50℃原始粘度的 78%,析蜡温度为 40℃,比辽河油田公开资料所述静 35 块东部原油析蜡温度

42℃低 2℃；

[0426] 该生产试验结果表明：该井采用本发明所述技术方案后，油层渗流供液能力得到大幅提高，增产效果极其显著，有效时间超过了 13 个月；平均产液量由试验前的 0.7 吨 / 天增加至 6.2 吨 / 日，产油量由试验前的 0.4 吨 / 日增加至 1.9 吨 / 日；试验期间累计生产原油 750 吨，累计净增产原油 590 吨；扣除试验加入的 600 吨水量后，平均净增液量 5.5 吨 / 日，净增产油量 1.5 吨 / 日；有效解决了该井自建成以来一直无法连续正常生产的难题。

[0427] 公开资料表明：酸化、压裂均为成熟工艺方法，无论是各自独立进行还是联合进行，都能够有效提高油层的渗透率、孔隙度和渗流能力；而该生产实验已经表明化学剂与热流体能够有效融化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中的原油粘度；因此，先对油层进行酸化或 / 和压裂，再向油层中加入化学剂和热流体，将使油层中的原油渗流更容易；因此，将酸化或 / 和压裂与化学剂和热流体联合用于析蜡型油藏的开采效果是可以预期的。

[0428] 公开资料表明：自然界存在众多噬蜡细菌，从油井井场含油污泥中分离出的高效噬蜡细菌，能够有效消耗蜡分子；国内外大量实验表明：微生物能够忍受油层环境下的高温环境，可在油层中繁殖、存活，能够生成生物表面活性剂，已经在国内外非析蜡型油藏生产中得到推广应用；由于生物表面活性剂属于所述化学剂范畴或其组分之一；由于微生物所起的作用是在油层原油环境中；因此，只要所述的热流体和化学剂不能有效抑制、杀灭微生物，无论微生物液体是按照其在化学剂和热流体前还是后的顺序加入加入油层中，其与与所述化学剂和热流体联合应用于析蜡型油藏开采中的效果都是可以预期的。

[0429] 实施例 2

[0430] 重复实施例 1，其不同之处在于，在向油层中加入化学剂和热流体之前，先采取了洗井、通井、更换管柱、维修等作业前期准备工作步骤：

[0431] 以静 35-30-38 井应用本发明为例。

[0432] 由该井资料可知，其原油凝固点为 50℃，油井停产后其油管、套管中的原油可能会凝固，从而导致通过油井套管或油管向油层中加入化学剂和热流体的技术方案无法实施；据此，可以在油井停产后，用 80℃ 以上的油田污水洗井，将 80℃ 油田污水加入该井套管中，然后让其从油管中出来进入地面工艺流程中，从而用油田污水将油井油管、套管中的原油替换出来，即可让通过油井套管或油管向油层中加入化学剂和热流体的技术方案顺利实施；

[0433] 由于该井油管中有空心抽油杆和抽油泵，空心杆内还有电热线，油管与套管之间环形空间可能有封隔器，因此如果通过该井油管向油层中加入化学剂和热流体会因为抽油泵固定凡尔的阻挡而无法实施，还会因为抽油杆与井口之间无法高压密封而无法实施；而如果通过该井套管向油层中加入化学剂和热流体，可能会因为油管与套管之间环形空间有封隔器阻挡而无法实施；据此，必须通过所述更换管柱这一作业前期准备工作解决相应问题，才能使向油层中加入化学剂和热流体的技术方案得以顺利实施；因作业前期准备工作属于油田采油生产中常用的成熟工艺方法，作为本领域普通技术人员完全能够预期并按照现有方法完成该作业前期准备工作。

[0434] 实施例 3

[0435] 一种析蜡型油藏开采方法，包括以下步骤：为了防止一次向油层中加入化学剂和热流体总量太大的弊端，将化学剂和热流体加入油井周围油层中，再让化学剂和热流体

伴随油层中的原油渗流返回至该油井并通过该油井升至地面,实现油井周围油层的化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺),通过油井,用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体加入该油井周围的油层中,以融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面,以实现油井周围油层的化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺);

[0436] 所述化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)是指:通过油井将化学剂和热流体加入油层中,再让化学剂、热流体与油层中的原油渗流返回至该油井并通过该油井升至地面的采油方式(或工艺);将化学剂和热流体加入油层中即为俗称的“吞”,让化学剂、热流体与油层中的原油渗流返回至该油井并通过该油井升至地面即为俗称的“吐”;

[0437] 由流体力学可知:由于油层中存在很高的压力,从油井将化学剂和热流体加入油井周围油层后,会增加油井周围油层的压力;如果油井中的压力低于油层压力,油层中的原油就能够向油井渗流,加入油层中的化学剂和热流体也能够渗流回油井;且原油和化学剂、热流体在向油井渗流的过程中会自然混合;因此,通过油井,用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体加入该油井周围的油层中,能够实现油井周围油层的化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺);

[0438] 以 D3-X7 井应用本发明为例:

[0439] 所述的化学剂是:由 50%聚丙烯酸酯溶解于 50%混合二甲苯中制成的化学剂混合物;

[0440] 所述热流体是:60~70℃清水;

[0441] 公开资料表明:D3-X7 井属于富拉尔基油田,富拉尔基油田位于齐齐哈尔市,平均埋藏深度 450 米,六十年代就已经探明近 2000 万吨的地质储量,但探明几十年来一直采用蒸汽吞吐采油工艺进行试验开发,由于该采油工艺的采油成本超过了所产原油的经济价值,导致该油田一直没有工业开发价值,自探明几十年来数次上马又下马,一直无法得到有效开发;

[0442] D3-X7 井属于富拉尔基油田生产油井,于 2007 年 9 月建成后,用普通采油方法不能生产原油;采用蒸汽吞吐采油方法,向油层注入 350℃高温蒸汽 1100 吨,理论计算表明为此需要烧掉燃料油 66 吨,实际用燃料油 70 吨;注汽后正常采油生产 2 个月,累计产液量 200 吨,累计开采原油 60 吨,所产原油不足以抵消注蒸汽所消耗燃烧的燃料油;因此,该井用蒸汽吞吐热采工艺没有任何经济价值,该井遂停止用蒸汽吞吐热力采油工艺生产方式,关井闲置;

[0443] 实际检测表明:该井周围油层温度 20℃,所产原油样品 20℃粘度 11000mP. s,析蜡温度 23℃;因此,该井周围油层温度低于原油析蜡温度,原油在油藏中已经析蜡,所析蜡晶严重堵塞了油层渗流孔隙,导致油层渗透率大幅降低,油层中的原油难以顺利渗流至油井,从而造成油层供液困难,油井无法正常生产;

[0444] 为了解决该井周围油层的供液困难问题,使该井周围油层中的原油顺利渗流至油井,让该油井正常生产,该井于 2008 年 1 月应用本发明进行了生产试验,其技术方案为:先将 50%聚丙烯酸酯溶解于 50%混合二甲苯中制成化学剂混合物,再通过该油井套管,用高压泵按照 10-15 吨/小时的流量将化学剂混合物 20 吨和 60~70℃清水 500 吨加入该井周围的油层中,让其在油层中与原油自然混合,以融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中

原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、水的混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该生产油井提升至地面;

[0445] 室内试验表明:该井原油样品的熔蜡温度为 28℃;所述化学剂混合物在 22℃能够熔化商品石蜡或蜡烛;在该井 22℃原油样品中加入 10%所述化学剂混合物,能够降低该井原油凝固点 10℃,降低其析蜡点 8℃,说明 22℃下所述化学剂混合物已经将蜡晶有效熔化(或溶化);由此可知:所述化学剂混合物能够将该井油样的熔蜡温度由 28℃降至 22℃,降低熔蜡温度 6℃;

[0446] 有关计算表明:将 60~70℃清水 500 吨加入该井中,能够使该井周围半径 12 米内的油层温度提高 5℃以上,使其在 48 小时内保持在 25℃以上,高于所述化学剂混合物熔化(或溶化)蜡晶的温度 3℃以上;由此可知:60~70℃清水能够为所述化学剂混合物熔化(或溶化)蜡晶创造热力条件;

[0447] 因此,所述化学剂混合物与 60~70℃清水联合协同作用,能够将该井周围半径 12 米内油层中析出的蜡晶熔化(或溶化),有效降低其原油的凝固点、析蜡点;

[0448] 该井应用本发明所述技术方案 3 天后开井生产,实际试验检测表明:该井生产 3 个月时的实际油样 20℃原油粘度 150mP. s,是该井原油原始粘度的 1.4%,析蜡温度为 15℃,比其原始析蜡温度降低 8℃。

[0449] 该井应用本发明所述技术方案后正常生产 6 个月,至 2008 年 7 月底累计产液量 500 吨,累计开采原油 300 吨,经济效益极其显著。

[0450] 该井的实际施工数据表明:用高压泵按照 10-15 吨/小时的流量将化学剂混合物 20 吨和 60~70℃清水 500 吨加入该井周围的油层中时,其井口最高压力为 5-7MPa,即使计算上油井中的液柱压力,该井油层中的最高压力也不会达到 13MPa;而富拉尔基油田的公开资料表明:该井下油层的破裂压力为 20MPa 以上;因此,用高压泵按照 10-15 吨/小时的流量将化学剂混合物 20 吨和 60~70℃清水 500 吨加入该井周围的油层中时,不会压穿该井油层,不会将油层中的原油顶推进非油层中。

[0451] 富拉尔基油田公开资料和该井的资料表明:D3-X7 井油管-套管环形空间没有封隔器,油层埋深不到 1000 米;计算表明,热流体以 10-15 吨/小时的流量加入油层中时在该井环形空间中的温降不会超过 10℃,因此该井能够直接利用套管(实际是套管和油管之间的环形空间)将化学剂和热流体加入油层中;由于动管柱属于油井作业范畴,费用较高;因此,该井采用不动管柱的施工方法,能够降低施工费用,节省采油成本,经济效益显著。

[0452] 实施例 4

[0453] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:为了将非流体状的化学剂加入油层中,先将所述非流体状的化学剂制成温度低于或等于热流体温度的液体,然后再向油层中加入该液体和热流体,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,再用现有方法将原油从油井中提升至地面。

[0454] 所述化学剂是 2-甲基萘;所述热流体是 95~100℃油田污水。

[0455] 所述的化学剂液体温度应低于或等于热流体温度并在该温度下具有良好的流动性,作为本领域普通技术人员能够利用现有方法确定所述液体的制成温度,并能够确定其是否需要保温以及相应的保温或伴热保温技术方案。

[0456] 以静 35-30-38 井应用本发明为例。

[0457] 辽河油田的公开资料表明:静 35-30-38 井属于静 35 块西部油井,于 1995 年 1 月建成投产,初期日产液 15 吨/日,日产油 13 吨/日,含水 13%,2009 年 8 月前因油层供液不足一直无法正常生产,平均日产液 0.5 吨/日,平均日产油 0.3 吨/日。

[0458] 生产分析和有关计算表明:该井开井生产时,其周围油层的温度已经低于析蜡温度,已经在油层中析蜡,所析蜡晶严重堵塞了油层渗流孔隙,导致油层渗透率大幅降低,油层中的原油难以顺利渗流至油井,从而造成油层供液不足,油井无法正常生产。

[0459] 为了提高油层的供液能力,使油层中的原油顺利渗流至油井,让油井正常生产,该井于 2009 年 8 月 24 日应用本发明进行了生产试验,其技术方案为:先用加热的方法将 2-甲基萘加热至 40℃熔化为液态 2-甲基萘备用;然后用高压泵和 95~100℃油田污水 50 吨清洗该井油、套管并预热其套管附近地层,对地层建立不低于 38℃的温度场;然后用高压泵同时向该井套管中挤注(俗称反挤)20 吨 2-甲基萘和 95~100℃油田污水 100 吨,利用热该污水保持 2-甲基萘的温度在油井套管中的温度高于其凝固点,以防止 2-甲基萘在该井套管中凝固;然后再向该井套管中挤注(俗称反挤)95~100℃油田污水 500 吨,利用该污水将套管中的 2-甲基萘推入油层中并与其在油层中混合,利用 2-甲基萘与 95~100℃油田污水的联合协同作用熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,同时提高油层压力,以便使油层中的原油顺利渗流至油井,再用该井及其现有采油方法将进入油井中的原油提升至地面。

[0460] 由公开资料可知:2-甲基萘密度比水大,计算表明其 100℃的密度与 100℃油田污水差别很小;由于油田污水进入油井套管后是一种紊流流动状态,能够与液态 2-甲基萘在套管中不断混合,因此用油田污水能够将液态 2-甲基萘推入油层中。

[0461] 室内试验和公开资料表明:该井原油样品的熔蜡温度为 60℃;2-甲基萘在 50℃能够熔化商品石蜡或蜡烛;在该井 50℃原油样品中加入 10%混合甲基萘,能够降低该井原油凝固点 12℃,降低其析蜡点 8℃,说明 50℃下 2-甲基萘已经将蜡晶有效熔化(或溶化);由此可知:2-甲基萘能够将该井油样的熔蜡温度由 60℃降至 50℃,降低熔蜡温度 10℃。

[0462] 计算表明:将 95~100℃油田污水 600 吨加入该井中,能够使该井周围半径 7 米内的油层温度提高 2℃以上,使其在 48 小时内保持在 56℃以上,高于 2-甲基萘熔化(或溶化)蜡晶的温度 6℃以上;由此可知:95~100℃油田污水能够为 2-甲基萘熔化(或溶化)蜡晶创造热力条件。

[0463] 因此,2-甲基萘与 95~100℃油田污水联合协同作用,能够将该井周围半径 7 米内油层中析出的蜡晶熔化(或溶化),有效降低其原油的凝固点、析蜡点。

[0464] 该井应用本发明所述技术方案 3 天后开井生产,实际试验检测表明:该井生产初期实际油样 50℃粘度为 11mPa·S,不到其 50℃原始粘度的 0.5%,析蜡温度为 40℃,比辽河油田公开资料所述静 35 块西部原油析蜡温度 54℃低 14℃;该井生产 4 个月时的实际油样 50℃粘度为 550mPa·S,不到其 50℃原始粘度的 14%,析蜡温度为 45℃,比辽河油田公开资料所述静 35 块东部原油析蜡温度 54℃低 9℃;该井生产 8 个月时的实际油样 50℃原油粘度为 700mPa·S,仍其 50℃原始粘度的 18%,析蜡温度为 50℃,比辽河油田公开资料所述静 35 块东部原油析蜡温度 54℃低 4℃。

[0465] 该生产试验结果表明:该井采用本发明所述技术方案后,油层渗流供液能力得到大幅提高,增产效果极其显著,有效时间超过了 8 个月;平均产液量由试验前的 0.5 吨/天

增加至 7 吨 / 日,产油量由试验前的 0.3 吨 / 日增加至 4.2 吨 / 日;试验期间累计生产原油 1020 吨,累计净增产原油约 750 吨;扣除试验加入的 600 吨水量后,平均净增液量 4.5 吨 / 日,净增产油量 3.9 吨 / 日;有效解决了该井自建成以来一直无法连续正常生产的难题。

[0466] 实施例 5

[0467] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:为了利用化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)将油井控制油层中的原油开采出来,进而实现有效开采析蜡型油藏的目的,先用现有方法(如泵送)将化学剂加入油井中,然后用现有方法(如泵送)将热流体加入油井中,用热流体将化学剂顶推至该油井控制油层的预定位置,以融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、热流体混合物顺利渗流返回至该油井,再通过该油井升至地面;然后重复这些步骤,按这些步骤循环进行,以将油井控制油层中的原油开采出来;

[0468] 所述化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)是指:通过油井将化学剂和热流体加入油层中,再让化学剂、热流体与油层中的原油渗流返回至该油井并通过该油井升至地面的采油方式(或工艺);将化学剂和热流体加入油层中即为俗称的“吞”,让化学剂、热流体与油层中的原油渗流返回至该油井并通过该油井升至地面即为俗称的“吐”;

[0469] 所述的油井控制油层:是指以油井为中心、以油井间距一半为半径范围内的油层,也指油井设计控制范围内所控制的油层,其具体范围、指标等的设计是油田常用的成熟方法;所述的 DX-7 井油井控制油层是指距离油井中心 50 米范围内的油层;

[0470] 所述的预定位置是指:预先设定的化学剂、热流体应该到达的油层位置,可以用油层处理半径作为表示指标,也可以用油层处理体积作为表示指标;所述的油层处理半径是指以油井底部中心为圆点、化学剂与热流体在油层中所能到达的半径范围;所述的油层处理体积是指以油井中心为中心线、化学剂与热流体在油层中所能到达的油层总体积;

[0471] 所述原油和化学剂、热流体混合物是在油层中自然混合而成的;所述原油和化学剂、热流体可以在油层中共同渗流;

[0472] 所述的化学剂、热流体可以全部渗流返回至油井,也可以部分渗流返回至油井而在油层中残留一部分;

[0473] 所述油井间距是指:两口井之间的设计距离,属于油田油井设计术语,其设定方法、技术方案是油田常用的成熟方法;公开资料表明:国内油田的油井间距一般为 100-500 米;所述富拉尔基油井间距为 100 米;

[0474] 公开资料表明:油藏基本的开采方法是在油藏建造油井,用油井控制相应的油层范围,然后通过油井将其控制油层中的原油开采出来,在国内属于成熟的方法;油井的建造也属于成熟的方法;

[0475] 公开资料表明:油井与油层是连通的,油层中的原油能够进入油井;反之,将流体加入油井中,也能通过油井进入油层中;

[0476] 公开资料表明:油井一般有油管 and 套管,油管在套管中,油管与套管间有环形空间,油管与套管可以连通为连通管,也可以用封隔器封闭为不连通;

[0477] 公开资料表明:动管柱属于油井作业范畴,费用较高,因此不动管柱能够降低施工费用,节省采油成本;

[0478] 所述化学剂是重量比 80% 混合二甲苯、10% 甲醇、10% 油溶性石油磺酸钠的混合



物；所述热流体是 95 ~ 100℃清水；

[0479] 所述的 DX-7 井预定位置为：第一次应用本发明进行生产试验的油层处理半径为 12 米，油层处理体积为 900 立方米；第二次应用本发明进行生产试验的油层处理半径为 17 米，油层处理体积为 1800 立方米；第三次应用本发明进行生产试验的油层处理半径为 21 米，油层处理体积为 2800 立方米；

[0480] 以 DX-7 井应用本发明为例：

[0481] 公开资料表明：DX-7 井属于富拉尔基油田，富拉尔基油田位于齐齐哈尔市，平均埋藏深度 450 米，六十年代就已经探明近 2000 万吨的地质储量，但探明几十年来一直采用蒸汽吞吐采油工艺进行试验开发，由于该采油工艺的采油成本超过了所产原油的经济价值，导致该油田一直没有工业开发价值，自探明几十年来数次上马又下马，一直无法得到有效开发；

[0482] 该井 2007 年 9 月建成后，用普通采油方法不能生产原油；采用蒸汽吞吐采油方法，向油层注入 350℃高温蒸汽 1100 吨，理论计算表明为此需要烧掉燃料油 66 吨，实际用燃料油 70 吨；注汽后正常采油生产 2 个月，累计产液量 300 吨，累计开采原油 47 吨，所产原油不足以抵消注蒸汽所消耗燃烧的燃料油；因此，该井用蒸汽吞吐热采工艺没有任何经济价值，该井遂停止用蒸汽吞吐热力采油工艺生产方式，关井闲置；

[0483] 实际检测表明：该井周围油层温度 20℃，所产原油样品 20℃粘度 11000mP. s，析蜡温度 23℃；因此，该井周围油层温度低于原油析蜡温度，原油在油藏中已经析蜡，所析蜡晶严重堵塞了油层渗流孔隙，导致油层渗透率大幅降低，油层中的原油难以顺利渗流至油井，从而造成油层供液困难，油井无法正常生产；

[0484] 为了解决该井所控制油层的供液困难问题，使该井控制油层中的原油顺利渗流至油井，让该油井正常生产，该井于 2008 年 1 月第一次应用本发明进行了生产试验，其技术方案为：先将 80%混合二甲苯、10%甲醇、10%油溶性石油磺酸钠混合成化学剂混合物，再用高压泵向该井套管中挤注（俗称反挤）10 吨该化学剂混合物，然后再向该井套管中挤注（俗称反挤）95 ~ 100℃清水 500 吨，利用该清水将套管中的和已经进入油层的化学剂混合物顶推至距离该井中心 12 米的预定位置（即以油井为中心、油层处理半径 12 米范围内的油层中），利用该化学剂混合物与 95 ~ 100℃清水的联合协同作用熔化（或溶化）油层处理半径 12 米范围内油层中的蜡晶（即相当于熔化或溶化 900 立方米油层体积中的蜡晶），降低油层中原油的析蜡温度，同时提高油层压力，以便使油层中的原油顺利渗流返回至该油井，再用该井及其现有采油方法将进入油井中的原油提升至地面；

[0485] 室内试验表明：由 80%混合二甲苯、10%甲醇、10%油溶性石油磺酸钠混合成的化学剂混合物虽然密度比水小很多，但与水混合时能够形成较稳定的乳化液；由于清水进入油井套管后是一种紊流流动状态，能够与该化学剂混合物在套管中不断混合乳化，因此尽管清水温度较高，不利于乳化液稳定，但用清水仍然能够将该化学剂混合物推入油层中；

[0486] 室内试验表明：该井原油样品的熔蜡温度为 28℃；所述化学剂混合物在 25℃能够熔化商品石蜡或蜡烛；在该井 25℃原油样品中加入 10%所述化学剂混合物，能够降低该井原油凝固点 10℃，降低其析蜡点 8℃，说明 25℃下所述化学剂混合物已经将蜡晶有效熔化（或溶化）；由此可知：所述化学剂混合物能够将该井油样的熔蜡温度由 28℃降至 25℃，降

低熔蜡温度 3℃；

[0487] 计算表明：将 95 ~ 100℃清水 500 吨加入该井中，能够使该井周围半径 12 米内的油层温度提高 8℃以上，使其在 48 小时内保持在 25℃以上，高于所述化学剂混合物融化（或溶化）蜡晶的温度 3℃以上；由此可知：95 ~ 100℃清水能够为所述化学剂混合物融化（或溶化）蜡晶创造热力条件；

[0488] 因此，所述化学剂混合物与 95 ~ 100℃清水联合协同作用，能够将该井周围半径 12 米内油层中析出的蜡晶融化（或溶化），有效降低其原油的凝固点、析蜡点；

[0489] 该井第一次应用本发明所述技术方案 3 天后开井生产，实际试验检测表明：该井生产 3 个月时的实际油样 20℃原油粘度 180mP. s，是该井原油原始粘度的 1.6%，析蜡温度为 16℃，比其原始析蜡温度降低 7℃；

[0490] 该井第一次应用本发明所述技术方案后正常生产 6 个月，至 2008 年 6 月底累计产液量 600 吨，累计开采原油 360 吨，经济效益极其显著；

[0491] 由于 2008 年 6 月始该井油层中的原油渗流难度增加，供液能力不足，该井产液量降至 0.5 吨 / 日，产油量降至 0.3 吨 / 日，油井产油能力已经很低，为此该井于 2008 年 6 月 10 日第二次重复应用本发明进行了生产试验，其技术方案与第一次应用本发明进行生产试验的技术方案步骤基本一样，所不同的是第二次应用本发明进行生产试验的具体技术方案数据有所不同，其技术方案为：先将 80% 混合二甲苯、10% 甲醇、10% 油溶性石油磺酸钠混合成化学剂混合物，再用高压泵向该井套管中挤注（俗称反挤）10 吨该化学剂混合物，然后再向该井套管中挤注（俗称反挤）95 ~ 100℃清水 1000 吨，利用该清水将套管中的和已经进入油层的化学剂混合物顶推至距离该井中心 17 米的预定位置（即以油井为中心、油层处理半径 17 米范围内的油层中），利用该化学剂混合物与 95 ~ 100℃清水的联合协同作用融化（或溶化）油层处理半径 17 米范围内油层中的蜡晶（即相当于融化或溶化 1800 立方米油层体积中的蜡晶），降低油层中原油的析蜡温度，同时提高油层压力，以便使油层中的原油顺利渗流返回至该油井，再用该井及其现有采油方法将进入油井中的原油提升至地面；

[0492] 该井第二次应用本发明所述技术方案 5 天后开井生产，实际试验检测表明：该井生产 3 个月时的实际油样 20℃原油粘度 150mP. s，是该井原油原始粘度的 1.4%，析蜡温度为 15℃，比其原始析蜡温度降低 8℃；

[0493] 该井第二次应用本发明所述技术方案后正常生产 7 个月，至 2009 年 1 月底累计产液量 1300 吨，累计开采原油 500 吨，经济效益极其显著；

[0494] 由于 2009 年 1 月底该井油层中的原油渗流难度增加，供液能力不足，该井产液量降至 0.5 吨 / 日，产油量降至 0.35 吨 / 日，油井产油能力已经很低，为此该井于 2009 年 1 月 25 日第三次重复应用本发明进行了生产试验，其技术方案与第一次、第二次应用本发明进行生产试验的技术方案步骤基本一样，所不同的是第三次应用本发明进行生产试验的具体技术方案数据有所不同，其技术方案为：先将 80% 混合二甲苯、10% 甲醇、10% 油溶性石油磺酸钠混合成化学剂混合物，再用高压泵向该井套管中挤注（俗称反挤）10 吨该化学剂混合物，然后再向该井套管中挤注（俗称反挤）95 ~ 100℃清水 1500 吨，利用该清水将套管中的和已经进入油层的化学剂混合物顶推至距离该井中心 21 米的预定位置（即以油井为中心、油层处理半径 21 米范围内的油层中），利用该化学剂混合物与 95 ~ 100℃清水的联合协同作用融化（或溶化）油层处理半径 21 米范围内油层中的蜡晶（即相当于融化或溶

化 2800 立方米油层体积中的蜡晶),降低油层中原油的析蜡温度,同时提高油层压力,以便使油层中的原油顺利渗流返回至该油井,再用该井及其现有采油方法将进入油井中的原油提升至地面;

[0495] 该井第三次应用本发明所述技术方案 5 天后开井生产,实际试验检测表明:该井生产 3 个月时的实际油样 20℃原油粘度 120mP. s,是该井原油原始粘度的 1.1%,析蜡温度为 14℃,比其原始析蜡温度降低 9℃;

[0496] 该井第三次应用本发明所述技术方案后正常生产 9 个月,至 2009 年 9 月底累计产液量 1600 吨,累计开采原油 550 吨,经济效益极其显著;

[0497] 由于 2009 年 9 月底该井油层中的原油渗流难度增加,供液能力不足,该井产液量降至 0.5 吨/日,产油量降至 0.2 吨/日,油井产油能力已经很低,为此该井于 2009 年 8 月第四次重复应用本发明进行了生产试验,其技术方案与前三次应用类似,即:每次应用本发明技术方案时,向该井油层中加入的化学剂混合物均为 10 吨,而所加入的 95~100℃清水量则是在前次应用本发明技术方案向油层中加入水量的基础上再增加 500 吨以上,以防止该井油层能量亏空。

[0498] 如此周期性反复应用本发明技术方案,即可将化学剂混合物和 95~100℃清水周期性加入 DX-7 井控制油层中,将该井控制油层中的原油开采出来,直至该井所属或所控制油层(即距离 DX-7 井中心 50 米范围内的油层)中的原油开采完毕为止。

[0499] 该生产试验结果表明:DX-7 井周期性反复应用本发明所述技术方案后,有效的解决了该井控制油层自然渗流供液困难、油井无法正常生产的难题,增产增效效果极其显著,能使该井所处的富拉尔基油田实现所采原油经济价值大于采油成本的工业开采目标,首次使该油田具备了工业开发价值和经济价值。

[0500] DX-7 井的生产试验和室内试验表明:化学剂和热流体的联合协同作用能够有效熔化(或溶化)该井油层中的蜡晶;由于化学剂和热流体无论在地面、油井中是否混合、加入顺序如何,其进入油层后都会自然混合;由于从油管中向油层中加入热流体能使其进入油层的温度更高;因此,化学剂和热流体无论在地面、油井中是否混合、加入顺序如何、如何加入均不会从本质上不影响其联合协同作用的效果;因此,本发明中的其它如“先将化学剂和其 1-10 倍的热流体在地面或/和油井中混合后用现有方法(如泵送)加入油井中,然后用现有方法(如泵送)将热流体加入油井中,用热流体将化学剂顶推至该油井控制油层的预定位置”、“先将化学剂和热流体在地面或/和油井中混合后用现有方法(如泵送)加入油井中,再通过油井进入到该油井控制油层的预定位置”、“先用现有方法(如泵送)将化学剂加入油井中,然后用特种气体将化学剂顶推进油层中,然后用现有方法(如泵送)将热流体加入油井中,用热流体将化学剂顶推至该油井控制油层的预定位置”、“先将化学剂和其 1-10 倍的热流体在地面或/和油井中混合后用现有方法(如泵送)加入油井中,然后用特种气体将化学剂、热流体混合物顶推进油层中,然后用现有方法(如泵送)将热流体加入油井中,用热流体将化学剂顶推至该油井控制油层的预定位置”、“通过油井油管用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体分别或/和混合后加入油井进而推至油井控制油层的预定位置”、“先向油井套管中加入特种气体,然后通过油井油管将化学剂和热流体分别或/和混合后加入油层进而推至油井控制油层的预定位置”等方法的效果均能预期。

[0501] 实施例 6

[0502] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:为了利用化学剂-热流体联合驱油采油方式(或工艺)更经济有效地开采析蜡型油藏,提高油藏最终采收率,通过中心井,用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体加入油层中,融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,并驱使油层中的原油顺利渗流至中心井周围的采油井中,再让原油从采油井中升至地面,以将油层中的原油开采出来;

[0503] 为了减少热流体进入油层前在油井中的热损失,保证热流体进入油层的温度更高,先向中心井套管中加入氮气至套管压力 3.5~4MPa 止,然后通过中心井油管将化学剂和热流体加入油层中;所述中心井套管中的的氮气压力降至 2MPa 时即将向其中补充氮气至套管压力重新达到压力 3.5~4MPa 止,以补充氮气进入油层中的损耗;

[0504] 所述的中心井是指:D5-2 注水井,用来将化学剂和热流体加入油层中,不用来生产原油;

[0505] 所述的采油井:是指 D5-X3、D5-X5 油井,用来生产原油;

[0506] 所述 D5-2 注水井与 D5-X3、D5-X5 油井够通过油层连通;

[0507] 所述的化学剂-热流体联合驱油采油方式或工艺:是指从 D5-2 注水井加入化学剂和热流体,让化学剂、热流体驱使油层中的原油渗流至 D5-X3、D5-X52 口油井并通过 D5-X3、D5-X52 口油井升至地面的采油方式或工艺,让化学剂、热流体驱使油层中的原油渗流至采油井即为油田俗称的“驱”;

[0508] 所述的化学剂和热流体一直连续不断的交替加入 D5-2 注水井中,然后在该井中混合后进入油层;

[0509] 所述的 D5-2 注水井满足中心井加入-采油井采出的化学剂-热流体联合驱油采油方式或工艺的需要,满足析蜡型油藏开采的需要;

[0510] 所述的 D5-X3、D5-X5 油井满足中心井加入-采油井采出的化学剂-热流体联合驱油采油方式或工艺的需要,满足析蜡型油藏开采的需要;

[0511] 所述化学剂是由 20%商品水溶性降凝剂、20%混合甲基萘、20%商品油溶性驱油剂、20%商品油基清蜡剂、20%液体石油树脂混合而成的化学剂混合物;

[0512] 所述热流体是 70~80℃油田污水;

[0513] 所述的 70~80℃油田污水含 0.5%商品生物表面活性剂,能够有效降低该油田污水在油层中与原油、岩石、砂粒间的界面张力;

[0514] 所述的 D5-X3 井、D5-X5 井在 D5-2 两边对称的位置,与 D5-2 井的设计油井间距均为 100;

[0515] 公开资料表明:水驱、化学驱、蒸汽驱、表面活性剂驱、气体驱等各种“驱”的采油方法的采收率、最终采收率高于相应“吞吐”的采油方法,因此化学剂-热流体联合驱油采油方式的效果好于化学剂-热流体联合吞吐采油方式是可以预期的;

[0516] 富拉尔基油田的生产实践表明:D5-2 注水井加入-D5-X3、D5-X5 油井采出的化学剂热流体联合驱油采油方式能够在实际生产中实施进行是可以预期的;

[0517] 以 D5-2 作为注水井、D5-X3、D5-X5 作为生产油井的井组应用本发明为例;

[0518] D5-2 井属于富拉尔基油田,于 2007 年 9 月建成。由于富拉尔基油油层埋深平均 450 米,没有伴生气,天然能量低,原始油层压力不到 5MPa,因此可以用注水方法补充地层能量。该井原设计为油井,因用普通采油方法不能生产原油,于建成后的 2007 年 10 月转注

(即转成注水井),日注常温地表清水量为 50 方/日,注水压力 8~10MPa,注水温度 9~10℃,有效设计注水范围为 D5-2 井、D5-X5 井、D5-X3 井所控制的油层范围,累计有效注水 60 天合计 3000 方,受益采油井 D5-X5 井、D5-X3 井均见水,但却没有原油产出,表明该注水措施没有实际有益效果,为此该井于 2008 年 1 月停止注水,关井闲置;

[0519] D5-X3 井、D5-X5 井均属于富拉尔基油田,均于 2007 年 10 月建成,用普通采油方法不能生产原油,采用蒸汽吞吐热采工艺没有任何经济价值,与 D5-2 井组成 1 对 2 的注水-采油开发井组后没有获得任何注采效果,该井遂停止;

[0520] 分析表明:D5-2 井因为已经进行了 60 天合计 3000 方的注水,油井近井地带的原油饱和度已经比 D5-X3 井、D5-X5 井,因此作为中心井是合理的;而 D5-X3 井、D5-X5 井虽然均见水,但却没有原油产出,表明 D5-X3 井、D5-X5 井与 D5-2 井间的油层原油已经严重析蜡或已经在油层中凝固,因此从 D5-2 井所注入的常温地表水无法驱动油层中的原油进入 D5-X3 井、D5-X5 井而只能让该 2 口井出水;

[0521] 为了化学剂-热流体联合驱油采油方式(或工艺)将该井组所控制的油层中的原油开采出来,该井组于 2008 年 2 月~7 月应用本发明进行了生产试验。其技术方案为:首先,关闭 D5-X3 井、D5-X5 井井口工艺;然后,先用现有方法将商品热敏封隔器下入 D5-2 注水井下 400 米处的油管-套管环形空间中,以阻止油井下部的热流体上升至套管上部造成热流体热损失,再用油田专用氮气车向该井环形空间中注入 3000~5000 标准立方米氮气,让其套压达到 3.5~4MPa,以有效降低热流体在油井中的热损失;然后,先用高压泵向该井油管中注入由 20%商品水溶性降凝剂、20%混合甲基萘、20%商品油溶性驱油剂、20%商品油基清蜡剂、20%液体石油树脂混合而成的化学剂混合物 20 吨,再用高压泵向该井油管中以 30 吨/日的流量注入含 0.5%商品生物表面活性剂的 70~75℃油田污水 500 吨;然后,不断重复向该井油管中注入 20 吨化学剂混合物和 500 吨含 0.5%商品生物表面活性剂的 70~75℃油田污水的步骤,并在期间用油田专用氮气车在该井套管压力降至 2MPa 时向套管中补充氮气,以保证该井套管中的氮气压力保持在 2~4MPa 之间;让该化学剂混合物和该油田污水在 D5-2 井至 D5-X3 井、D5-X5 井之间的油层中自然混合,融化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,并驱使油层中的原油顺利渗流至 D5-X3 井、D5-X5 井;当 D5-X3 井、D5-X5 井的油管或套管压力由 0MPa 升至 0.5MPa 时,启动 D5-X3 井、D5-X5 井的抽油机,将原油提升至地面。

[0522] 试验表明:所述化学剂混合物与所述油田污水能够混合成乳化液,因此尽管所述油田污水温度 70~75℃会影响乳化液的稳定性,但因为二者在油管中的流动为紊流状态,因此其能够在 D5-2 井油管中不断混合乳化并进入油层中;

[0523] 试验表明:该井原油样品的熔蜡温度为 28℃;在 28℃该井原油样品中加入 10%所述化学剂混合物,能够降低其析蜡点 5℃,降低其熔蜡温度至 23℃;

[0524] 计算表明:将 70~75℃油田污水 500 吨加入该井中,能够使该井周围半径 10 米内的油层温度提高 5℃以上,使其在 48 小时内保持在 25℃以上,高于该井原油样品的熔蜡温度 2℃以上;由此可知:70~75℃的油田污水能够融化(或溶化)油层中的蜡晶;

[0525] 因为所述化学剂混合物、70~75℃油田污水不断通过 D5-2 井油管进入 D5-2 井至 D5-X3 井、D5-X5 井之间油层中,因此化学剂和与 70~80℃的油田污水所到之处均能通过联合协同作用,融化(或溶化)油层中析出的蜡晶,有效降低其原油的析蜡点;当化学剂

和 70 ~ 75℃ 油田污水与油层中的原油从 D5-2 井渗流到达 D5-X3 井、D5-X5 井后, D5-2 井、D5-X3 井、D5-X5 井所控制油层中的蜡晶即被全部融化了;

[0526] 该井应用本发明所述技术方案 11 天后, D5-X3 井、D5-X5 井油压由零增至 0.5MPa, 为此启动 D5-X3 井、D5-X5 井抽油机生产, 初期生产 10 天内, 该 2 口井合计日产水量 40 吨 / 日, 生产 15 天后开始见油; 生产 20 天后 2 口井合计日产油 1 吨 / 日, 合计日产液 25 吨 / 日; 生产 26 天后 2 口井合计日产油 4 吨 / 日, 合计产液 27 吨 / 日; 实际试验检测表明: 该井生产 30 天时的实际油样 20℃ 原油粘度 210mP. s, 是该井原油原始粘度的 2%, 析蜡温度为 19℃, 比其原始析蜡温度降低 4℃;

[0527] 该 3 口井组应用本发明所述技术方案后连续正常生产了 12 个月仍然能够正常生产, 至 2008 年 11 月底累计向 D5-2 井加入化学剂混合物 400 吨, 加入热流体 11000 吨; D5-X3 井、D5-X5 井 2 口井累计合计产液量 13000 吨, 累计开采原油 6000 吨, 经济效益极其显著。

[0528] 本实施例中的实验已经表明: 通过油井油管用现有方法 (如泵送) 将化学剂和热流体加入油层中是可行的; 由于探井转换为生产油井是油田生产中成熟的方法, 因此在探井上应用本发明所述技术方案的效果是可以预期的。

[0529] 本实施例中的实验已经表明: 采用 1 口中心井、2 口采油井的化学剂 - 热流体联合驱油采油方式 (或工艺) 能够有效地开采析蜡型油藏, 因此采用国内油田通行的注水井在中心, 注水井周围有 5 口油井或 9 口油井即反 5 点或反 9 点布置方式应用化学剂 - 热流体联合驱油采油方式 (或工艺) 开采析蜡型油藏效果是可以预期的。

[0530] 本实施例中的实验已经表明: 70 ~ 75℃ 热流体已经能够与上述化学剂发挥出良好的协同作用; 由于热流体在进入油井和 / 或注水井和 / 或 / 油层前所用的加热炉加热、电加热方法、电磁加热方法、微波 (或超声波) 加热方法自身是成熟的, 在加入油井和 / 或注水井和 / 或 / 油层后所用的井筒电加热方法、集肤效应电加热方法、井底电加热方法、井筒或井底电磁加热方法、井筒或井底微波 (或超声波) 加热方法自身也是成熟的; 因此, 将上述热流体在加入油井和 / 或注水井和 / 或 / 油层前用现有加热方法加热至 110 ~ 200℃ 及在加入油井和 / 或注水井和 / 或 / 油层后用现有加热方法加热至 110 ~ 200℃ 的效果都是可以预期的。

[0531] 实施例 7

[0532] 一种析蜡型油藏开采方法, 包括以下步骤: 先将热流体在加热前或 / 和加热后用现有方法进行防垢处理, 然后再向油层中加入化学剂和热流体, 以熔化 (或溶化) 油层中的蜡晶, 降低油层中原油的析蜡温度, 使油层中的原油顺利渗流至油井, 再用现有方法将原油从油井中提升至地面。先处理热流体目的是为了防止所述的热流体与油层中的水化学不相容而产生沉淀物堵塞油层孔隙, 或者为了防止所述的热流体在油井或 / 和油层中严重结垢, 或者为了防止所述的热流体在加热升温设备管线中严重结垢;

[0533] 所述热流体进行防垢处理后能保证其与油层中的水混合不会产生沉淀物堵塞油层空隙, 不会在油井、设备、管线、中油层中严重结垢, 为达到前述目的, 本领域普通技术人员能够确定对热流体进行处理的具体技术方案。

[0534] 公开资料表明: 受复杂地质条件影响, 油藏中的水有的属于碳酸氢钠水型, 有的属于氯化钙水型, 有的属于硫酸钠水型, 有的属于碳酸氢钠 - 碳酸钠水型, 其矿化度一般都在

2000mg/L 以上,有的甚至高达 100000mg/L 以上;由化学知识可知:如果将氯化钙水型油田污水加入硫酸钠水型或碳酸氢钠-碳酸钠水型油层中,就可能产生硫酸钙、碳酸钙沉淀;如果将氯化钙水型油田污水加入碳酸氢钠水型油层中,虽然不会产生沉淀物,但由于碳酸氢根在压力降低、温度升高时会转化为碳酸根离子,会与钙离子在管线、油井、设备中形成水垢;

[0535] 以将 100℃氯化钙水型或钙离子含量很高的油田污水作为热流体加入硫酸钠水型油层中为例;

[0536] 为了防止钙离子与硫酸根离子在油层中接触混合产生沉淀或结垢,可以先用以下技术方案处理氯化钙水型或钙离子含量很高的油田污水:先向氯化钙水型或钙离子含量很高的油田污水中投加由氢氧化钠、碳酸钠各 50%制成的复合碱或碱水,除去该污水中的钙离子,然后再用盐酸将该污水的 PH 值调整至原始值,然后加热至 100℃;然后再将该 100℃污水作为热流体加入硫酸钠水型油层中;

[0537] 以将 100℃镁离子、铁离子含量很高的清水作为热流体加入油层中为例。

[0538] 为了防止镁离子、二价铁离子在加热设备、管线、油井、油层中沉淀或结垢,可以先用以下技术方案处理镁离子、二价铁离子含量很高的清水:先用现有曝气、锰砂除铁方法除去水中的铁离子,再向水中投加由氢氧化钠、碳酸钠各 50%制成的复合碱或碱水,除去该污水中的镁离子,然后再用盐酸将水的 PH 值调整至原始值,然后加热至 100℃;然后再将该 100℃污水作为热流体加入油层中。

[0539] 实施例 8

[0540] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:为了保持所述化学剂在加入油井时呈液态,所述化学剂可以在加入油井前和/或后用现有加热方法加热,以提高或保持化学剂温度及其流动性;所述化学剂用现有加热方法加热时应有关符合国家标准、行业标准、企业标准要求,作为本领域普通技术人员能够用现有方法确定具体的加热方法。

[0541] 以所述化学剂是熔融萘液为例。

[0542] 公开资料表明:萘的熔点为 80.5℃,为了保证熔融萘液加入油井时不凝固,具有良好的流动性,可以采用以下技术方案:先将熔融萘液用防爆电加热器热加热至 100℃,然后和 1 倍以上的 100℃水一起加入油井中。

[0543] 实施例 9

[0544] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:为了减少热流体和/或化学剂进入油层前在油井中的热损失,保证热流体、化学剂进入油层的温度更高,先向油井套管中加入氮气、天然气、气态二氧化碳、炼厂气、烟道气的任何一种或任意两种或两种以上以任意比例混合的混合物,然后通过油井油管向油层中加入化学剂和热流体,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油顺利渗流至油井,再用现有方法将原油从油井中提升至地面。

[0545] 以静 35-31-31 井应用本发明为例:

[0546] 辽河油田的公开资料表明:静 35-31-31 井属于静 35 块西部油井,于 1995 年 7 月建成投产,初期日产液 28.5 吨/日,日产油 27.9 吨/日,含水 2%,生产 1 个月后产液量、产油量急速下滑,至 2009 年 8 月底平均日产液降至 1.2 吨/日,平均日产油降至 0.2 吨/日,油层供液明显不足,导致该井无法正常生产,

[0547] 生产分析和有关计算表明：该井开井生产时，其周围油层的温度已经低于析蜡温度，已经在油层中析蜡，所析蜡晶严重堵塞了油层渗流空隙，导致油层渗透率大幅降低，油层中的原油难以顺利渗流至油井，从而造成油层供液不足，产液量急剧下滑，油井无法正常生产。

[0548] 为了提高油层的供液能力，使油层中的原油顺利渗流至油井，让油井正常生产，该井于 2009 年 9 月 1 日应用本发明进行了生产试验，其技术方案为：先用现有方法将该井中的抽油泵、抽油杆取出，用现有氮气车向该井套管中挤注（俗称反挤）氮气 3000 ~ 5000 标准立方米，至套管中的气压超过 3MPa 为止；然后用高压泵向该井油管中挤注（俗称正挤）20 吨由 40% 山梨糖醇酐单月桂酸酯、20% 杂醇油、20% 甲醇、20% 生物表面活性剂透明水溶液体混合而成的化学剂混合物，再向该井油管中挤注 120 ~ 130℃ 油田污水 600 吨，利用该污水将油管中的化学剂混合物推入油层中并与其在油层中混合，利用化学剂混合物与 110 ~ 120℃ 油田污水的联合协同作用熔化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度，同时提高油层压力，以便使油层中的原油顺利渗流至油井，再用该井及其现有采油方法将进入油井中的原油提升至地面。

[0549] 由公开资料可知：山梨糖醇酐单月桂酸酯是乳化剂，生物表面活性剂透明水溶液也有乳化作用，因此所述化学剂混合物有良好的乳化能力；由于油田污水进入油井油管后是一种紊流流动状态，能够与化学剂混合物在油管中不断混合、乳化，因此尽管该油田污水温度高达 120 ~ 130℃，会影响乳化液的稳定性，但仍然能够用该油田污水将所述化学剂混合物推入油层中。

[0550] 室内试验和公开资料表明：该井原油样品的熔蜡温度为 60℃，在该井 60℃ 原油样品中加入 10% 所述化学剂混合物，能够降低该井原油凝固点 8℃，降低其析蜡点 5℃，说明 60℃ 下所述化学剂混合物已经将蜡晶有效熔化（或溶化）。

[0551] 计算表明：将 120 ~ 130℃ 油田污水 600 吨通过该井油管加入油层中，能够使该井周围半径 7 米内的油层温度提高 10℃ 以上，使其在 48 小时内保持在 62℃ 以上，高于该井原油样品的熔蜡温度 2℃ 以上；由此可知：120 ~ 130℃ 油田污水能够熔化该井油层中的蜡晶。

[0552] 因此，所述化学剂混合物与 120 ~ 130℃ 油田污水联合协同作用，能够将该井周围半径 7 米内油层中析出的蜡晶熔化（或溶化），有效降低其原油的析蜡点。

[0553] 该井应用本发明所述技术方案 5 天后开井生产，实际试验检测表明：该井生产初期实际油样析蜡温度为 50℃，比辽河油田公开资料所述静 35 块西部原油析蜡温度 54℃ 低 4℃；该井生产 3 个月时的实际油样析蜡温度为 52℃，比辽河油田公开资料所述静 35 块东部原油析蜡温度 54℃ 低 2℃；该井生产 6 个月时的实际油样析蜡温度为 53℃，比辽河油田公开资料所述静 35 块东部原油析蜡温度 54℃ 低 1℃。

[0554] 该生产试验结果表明：该井采用本发明所述技术方案后，油层渗流供液能力得到大幅提高，增产效果极其显著，有效时间超过了 6 个月仍然有效，预计其有效期可达 7 个月以上；平均产液量由试验前的 1.2 吨 / 天增加至 8.5 吨 / 日，平均产油量由试验前的 0.2 吨 / 日增加至 1.6 吨 / 日；至 2010 年 3 月 5 日已经累计生产原油 290 吨，累计净增产原油约 240 吨；至 2010 年 3 月 5 日产液量仍在 3.5 吨 / 日以上，产油量仍在 0.9 ~ 1 吨 / 日，预计该生产试验还能生产原油 30 吨以上，还能净增原油 20 吨以上；扣除试验加入的 600 吨水量后，平均净增液量 5.2 吨 / 日，净增产油量 1.4 吨 / 日；有效解决了该井自建成以来一直无



法连续正常生产的难题。

[0555] 实施例 10

[0556] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:为了能够将注水井周围油层中的剩余原油开采出来,先将注水井转换为油井,然后用本发明中前述实施例 3 中所述的化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)将注水井周围油层中的剩余原油开采出来。

[0557] 公开资料表明:析蜡型油藏的采收率很低,以静 35 块为例,其 15 年多的采收率只有 3%,其设计最终采收率只有 10%,其理论标定最终采收率是 20%;因此,注水井无论是由油井转换而来还是新建的,所周围油层中仍然还有 80% -97% 的剩余原油,如果不开采出来会造成资源浪费;由于注水井与油井没有本着的区别,注水井转化为油井是成熟的方法,因此注水井应用本发明中前述的实施例 3、实施例 5 中所述的化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)开采注水井周围油层中的剩余原油的效果是可以预期的。

[0558] 以 D5-2 井应用本发明为例。

[0559] 所述化学剂是重量比 10% 混合甲基萘、10% 商品水溶性降粘剂、10% 商品油溶性降凝剂、10% 含表面活性剂的水溶性商品驱油剂、10% 甲基萘杂醇油液体、10% 生物柴油、10% 油溶性石油磺酸钠和二乙二醇丁醚混合液体、5% 葱和芳烃溶剂油混合液体、5% 萘酚和液体石油树脂混合液体、5% 商品防蜡剂、5% 吡啶混合为混合液体,再将 5% 石油树脂、5% 乙烯与丙烯酸酯共聚物溶解于该混合液体制成化学剂混合物;所述热流体是 45 ~ 55℃ 清水;

[0560] D5-2 井属于富拉尔基油田,于 2007 年 9 月建成。由于富拉尔基油层埋深平均 450 米,没有伴生气,天然能量低,可以用注水方法补充地层能量。该井原设计为生产油井,因用普通采油方法不能生产原油,于建成后的 2007 年 10 月转注(即转成注水井),日注地表清水量为 50 方/日,注水压力 8 ~ 10MPa,注水温度 9 ~ 10℃,有效设计注水范围为 D5-2 井、D5-X5 井、D5-X3 井所控制的油层范围,累计有效注水 60 天合计 3000 方,受益井 D5-X5 井、D5-X3 井均见水,但却没有原油产出,表明该注水措施没有实际有益效果,为此该井于 2008 年 1 月停止注水,关井闲置;

[0561] 实际检测与分析表明:该井周围油层温度 20℃,所产原油样品 20℃ 粘度 11000mP.s,析蜡温度 23℃;因此,该井周围油层温度低于原油析蜡温度,原油在油藏中已经析蜡;由于所注入的水为地表水,水温 9 ~ 10℃,比原油析蜡温度低 13℃,必然进一步加重油层原油析蜡;所析出的蜡晶严重堵塞了油层渗流孔隙,导致油层渗透率大幅降低、油层中的原油粘度大幅增加,因此所注水难以有效驱动油层中的原油顺利渗流至油井而采出;因此,尽管该井累计注水 3000 方,但该井周围油层中的原油并没有被水有效驱走;

[0562] 为了将该井周围油层中的剩余原油开采出来,该井于 2008 年 2 月应用本发明进行了生产试验,其技术方案为:先按照抽油机生产原油的要求将 D5-2 注水井改造成油井,然后将 10% 混合甲基萘、10% 商品水溶性降粘剂、10% 商品油溶性降凝剂、10% 含表面活性剂的水溶性商品驱油剂、10% 甲基萘杂醇油液体、10% 生物柴油、10% 油溶性石油磺酸钠和二乙二醇丁醚混合液体、5% 葱和芳烃溶剂油混合液体、5% 萘酚和液体石油树脂混合液体、5% 商品防蜡剂、5% 吡啶混合为混合液体,再将 5% 石油树脂、5% 乙烯与丙烯酸酯共聚物溶解于该混合液体制成化学剂混合物,然后再通过该注水井套管,用高压泵按照 10-15 吨/小时的流量将化学剂混合物 20 吨和 45 ~ 55℃ 清水 500 吨加入该注水井周围的油层中,让其

在油层中与原油自然混合,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、水的混合物顺利渗流返回至该注水井,再通过该生产油井升至地面;

[0563] 试验表明:该井所属油藏原油样品的熔蜡温度为 28℃;所述化学剂混合物在 22℃能够熔化商品石蜡或蜡烛;在 22℃的该井所属油藏原油样品中加入 10%所述化学剂混合物,能够降低该井原油凝固点 10℃,降低其析蜡点 8℃,说明 22℃下所述化学剂混合物已经将蜡晶有效熔化(或溶化);由此可知:所述化学剂混合物能够将该井所属油藏原油油样的熔蜡温度由 28℃降至 22℃,降低熔蜡温度 8℃;

[0564] 计算表明:将 45~55℃清水 500 吨加入该井中,能够使该井周围半径 10 米内的油层温度提高 3℃以上,使其在 48 小时内保持在 23℃以上,高于所述化学剂混合物熔化(或溶化)蜡晶的温度 1℃以上;由此可知:45~55℃清水能够为所述化学剂混合物熔化(或溶化)蜡晶创造热力条件;

[0565] 因此,所述化学剂混合物与 45~55℃清水联合协同作用,能够将该井周围半径 10 米内油层中析出的蜡晶熔化(或溶化),有效降低其原油的凝固点、析蜡点;

[0566] 该井应用本发明所述技术方案 3 天后开井生产出了原油,实际试验检测表明:该井生产 3 个月时的实际油样 20℃原油粘度 150mP. s,是该井原油原始粘度的 1.4%,析蜡温度为 18℃,比其所属油藏原油原始析蜡温度降低 5℃;

[0567] 该井应用本发明所述技术方案后正常生产 6 个月,至 2008 年 7 月底累计产液量 470 吨,累计开采原油 230 吨,使注水井周围油层中的剩余原油得到了有效开采,经济效益极其显著。

[0568] 公开资料和油田的生产实践表明:注水井与油井之间能够相互转换;因此油井能够应用的方法注水井同样能够应用;因此,本发明中所述的其它如“通过注水井用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体分别或/和混合后加入油层中”、“通过注水井套管用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体加入油层中”、“通过注水井油管用现有方法(如泵送)将化学剂和热流体加入油层中”、“先向注水井套管中加入特种气体,然后通过注水井油管向油层中加入化学剂和热流体”、“通过注水井,周期性地向油层中加入化学剂和热流体”、“为了将注水井控制油层中的原油开采出来,进而实现有效开采析蜡型油藏的目的,先将注水井转换为油井,然后用本发明中前述化学剂-热流体联合吞吐采油方式(或工艺)将注水井控制油层中的原油开采出来”等方法的效果均能够预期。

[0569] 实施例 11

[0570] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:为了防止热流体导致油层中的粘土膨胀而增加原油渗流阻力,向油层中加入化学剂、防膨剂和热流体,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,降低热流体加入油层中引起的粘土膨胀,使油层中的原油顺利渗流至油井,再用现有方法将原油从油井中提升至地面。

[0571] 所述化学剂是重量比 25%的 1-甲基萘、20%的 0#柴油、2%氯化十二烷基苄基二甲基铵、3%聚氧乙烯烷基醇醚、50%清水混合乳化而成的乳化液;所述热流体是 75~80℃油田污水;所述防膨剂是重量比 30%氯化钾溶于 70%水中制成的水溶液;

[0572] 所述防膨剂是含有 20%氯化钾、5%氯化铵、1%聚合氯化铝、1%氯化十二烷基铵的水溶液。

[0573] 以静 35-30-132 应用本发明为例：

[0574] 辽河油田的公开资料表明：静 35-30-132 井属于静 35 块西部油井，于 2008 年 4 月建成投产，初期日产液 6.6 吨 / 日，日产油 3.1 吨 / 日，含水 53%，生产 1 个月后产液量、产油量急速下滑，至 2009 年 7 月 20 日因不产液关井停产，累计产液 1031 吨，产油 539 吨；

[0575] 生产分析和有关计算表明：该井开井生产时，其周围油层的温度已经低于析蜡温度，已经在油层中析蜡，所析蜡晶严重堵塞了油层渗流空隙，导致油层渗透率大幅降低，油层中的原油难以顺利渗流至油井，从而造成油层无法供液，油井无法生产；该井初所处的静 35 块西部油层为泥质胶结，粘土矿物含量 7.7%，水敏、盐敏性中等偏强，因此如果向该油层中大量注入外来水，会引起油层中的粘土矿物膨胀（即所谓水敏），进一步降低油层渗透率，增加原油渗流至油井的阻力。

[0576] 为了防止热流体引起油层中的粘土膨胀，提高油层的供液能力，使油层中的原油顺利渗流至油井，让油井正常生产，该井于 2009 年 8 月 20 日应用本发明进行了生产试验，其技术方案为：先将 20% 氯化钾、8% 氯化铵、1% 聚合氯化铝、1% 氯化十二烷基铵溶于 70% 水中制成防膨剂备用，再将 25% 的 1-甲基萘、20% 的 0# 柴油、2% 氯化十二烷基苄基二甲基铵、3% 聚氧乙烯烷基醇醚、50% 清水混合乳化成化学剂备用；然后用高压泵先向该井套管中挤注（俗称反挤）20 吨防膨剂，再向该井套管中挤注 40 吨化学剂，利用该化学剂将防膨剂推入油层中；然后，再用高压泵向该井套管中挤注 75 ~ 80℃ 油田污水 600 吨，利用该污水将套管中的化学剂推入油层中并与化学剂、防膨剂在油层中混合；利用防膨剂降低油田污水在油层中引起的粘土膨胀，利用化学剂与该油田污水的联合协同作用熔化（或溶化）油层中的蜡晶，以熔化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度，降低油田污水加入油层中引起的粘土膨胀，使油层中的原油顺利渗流至油井，再用现有方法将原油从油井中提升至地面；

[0577] 室内试验表明：含有 20% 氯化钾、5% 氯化铵、1% 聚合氯化铝、1% 氯化十二烷基铵水溶液的密度大于所述于化学剂，因此能够用所述化学剂将防膨剂推入油层中；

[0578] 试验表明：所述化学剂 20℃ 密度与油田污水相差不大；由于油田污水进入油井油管后是一种紊流流动状态，能够与所述化学剂在油管中不断混合、乳化，因此尽管该油田污水温度高达 75 ~ 80℃，会影响乳化液的稳定性，但仍然能够用该油田污水将所述化学剂推入油层中；

[0579] 室内试验和公开资料表明：该井原油样品的熔蜡温度为 60℃；所述化学剂在 50℃ 能够熔化商品石蜡或蜡烛；在该井 50℃ 原油样品中加入 10% 所述化学剂，能够降低该井原油凝固点 6℃，降低其析蜡点 4℃，说明 50℃ 下所述化学剂已经将蜡晶有效熔化（或溶化）；由此可知：所述化学剂能够将该井油样的熔蜡温度由 60℃ 降至 50℃，降低熔蜡温度 10℃。

[0580] 有关计算表明：将 75 ~ 80℃ 油田污水 600 吨通过该井油管加入油层中，能够使该井周围半径 7 米内的油层温度提高 3℃ 以上，使其在 48 小时内保持在 55℃ 以上，高于所述化学剂熔化（或溶化）该井原油蜡晶温度 5℃ 以上；由此可知：75 ~ 80℃ 油田污水能够为所述化学剂熔化（或溶化）蜡晶创造热力条件；

[0581] 因此，所述化学剂混合物与 75 ~ 80℃ 油田污水联合协同作用，能够将该井周围半径 7 米内油层中析出的蜡晶熔化（或溶化），有效降低其原油的析蜡点；

[0582] 该井应用本发明所述技术方案 5 天后开井生产，实际试验检测表明：该井生产初

期实际油样析蜡温度为 49℃,比辽河油田公开资料所述静 35 块西部原油析蜡温度 54℃低 5℃;该井生产 3 个月时的实际油样析蜡温度为 51℃,比辽河油田公开资料所述静 35 块东部原油析蜡温度 54℃低 3℃;该井生产 6 个月时的实际油样析蜡温度为 53℃,比辽河油田公开资料所述静 35 块东部原油析蜡温度 54℃低 1℃;

[0583] 该生产试验结果表明:该井采用本发明所述技术方案后,油层渗流供液能力得到大幅提高,增产效果极其显著,有效时间超过了 6 个月仍然有效,预计其有效期可达 7 个月以上;平均产液量由试验前的 0 吨/天增加至 6 吨/日,平均产油量由试验前的 0 吨/日增加至 2 吨/日;至 2010 年 3 月 5 日已经累计生产原油 390 吨,累计净增产原油约 390 吨;至 2010 年 3 月 5 日产液量仍在 3 吨/日以上,产油量仍在 1.4 吨/日,预计该生产试验还能生产原油 40 吨以上,还能净增原油 40 吨以上;扣除试验加入的 600 吨水量后,平均净增液量 3 吨/日,净增产油量 2 吨/日;有效解决了该井不产液、无法生产的难题。

[0584] 实施例 12

[0585] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:向油层中加入化学剂和热流体,同时,为了提高热流体在油层中的温度,降低热流体进入油层前的热损失,所述热流体中含有能够发生热化学反应的热能释放剂;

[0586] 所述化学剂是主要有效成分为氯化十二烷基三甲基铵的商品水溶性降粘剂;所述热流体是 60~65℃的清水;

[0587] 所述的热能释放剂是亚硝酸钠和氯化铵 1:1 的混合物。

[0588] 以 D4-X2 应用本发明为例:

[0589] D4-X2 井属于富拉尔基油田,于 2007 年 9 月建成后,用普通采油方法不能生产原油;采用蒸汽吞吐采油方法,向油层注入 350℃高温蒸汽 1500 吨,理论计算表明为此需要烧掉燃料油 82 吨,实际用燃料油 85 吨;注汽后正常采油生产 2 个月,累计产液量 500 吨,累计开采原油 72 吨,所产原油不足以抵消注蒸汽所消耗燃烧的燃料油;因此,该井用蒸汽吞吐热采工艺没有任何经济价值,该井遂停止用蒸汽吞吐热力采油工艺生产方式,关井闲置;

[0590] 实际检测表明:该井周围油层温度 20℃,所产原油样品 20℃粘度 11000mP. s,析蜡温度 23℃;因此,该井周围油层温度低于原油析蜡温度,原油在油藏中已经析蜡,所析蜡晶严重堵塞了油层渗流空隙,导致油层渗透率大幅降低,油层中的原油难以顺利渗流至油井,从而造成油层供液困难,油井无法正常生产;

[0591] 为了解决该井油层的供液困难问题,使油层中的原油顺利渗流至油井,让该油井正常生产,该井于 2008 年 3 月应用本发明进行了生产试验,其技术方案为:用高压泵先向该井套管中挤注商品水溶性降粘剂(主要有效成分为氯化十二烷基三甲基铵)20 吨,然后再向该井套管挤注 60~65℃含 5%重量浓度的亚硝酸钠-氯化铵混合物的清水 500 吨,用该清水将套管中的化学剂混合物推入油层中;然后再向该井套管挤注 40~70℃清水 50 吨,将含有亚硝酸钠-氯化铵的清水推入油层中,让其在油层中与原油自然混合,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、水的混合物顺利渗流至该生产油井,再通过该生产油井升至地面;

[0592] 试验表明:所述化学剂混合物密度与含亚硝酸钠、氯化铵的清水差别较大,所述化学剂能够在数分钟内时间与 70℃热水形成稳定的乳化液;由于该清水进入油井油管后是一种紊流流动状态,能够与所述化学剂混合物在油管中不断混合、乳化,因此尽管该清水温

度 60 ~ 65℃, 会影响乳化液的稳定性, 但仍然能够用该清水将所述化学剂推入油层中; 由于不含亚硝酸钠、氯化铵的清水比含亚硝酸钠、氯化铵的清水密度小, 因此能用不含亚硝酸钠、氯化铵的清水将套管中含亚硝酸钠、氯化铵的清水自上而下推入油层中;

[0593] 试验表明: 含 5% 亚硝酸钠、5% 氯化铵的水溶液在温度 60 ~ 65℃ 时能够自发产生放热反应, 放出热量和氮气; 在酸性环境中, 该反应的反应速度会加快;

[0594] 试验表明: 该井原油样品的熔蜡温度为 28℃; 在该井 28℃ 原油样品中加入 10% 所述化学剂混合物, 能够降低其析蜡点 5℃;

[0595] 计算表明: 将 60 ~ 65℃ 含 5% 亚硝酸钠、5% 氯化铵的清水 500 吨加入该井中, 能够使该井周围半径 12 米内的油层温度提高 9℃ 以上, 使其在 48 小时内保持在 29℃ 以上, 高于该井原油样品的熔蜡温度 1℃ 以上; 由此可知: 60 ~ 70℃ 含 5% 亚硝酸钠、5% 氯化铵的清水能够熔化 (或溶化) 油层中的蜡晶;

[0596] 因此, 所述化学剂混合物与 60 ~ 65℃ 含 5% 亚硝酸钠、5% 氯化铵的清水联合协同作用, 能够将该井周围半径 12 米内油层中析出的蜡晶熔化 (或溶化), 有效降低其原油的凝固点、析蜡点;

[0597] 该井应用本发明所述技术方案 3 天后开井生产, 实际试验检测表明: 该井生产 3 个月时的实际油样 20℃ 原油粘度 170mP. s, 是该井原油原始粘度的 1.5%, 析蜡温度为 17℃, 比其原始析蜡温度降低 6℃。

[0598] 该井应用本发明所述技术方案后正常生产 6 个月, 至 2008 年 10 月底累计产液量 500 吨, 累计开采原油 320 吨, 经济效益极其显著。

[0599] 实施例 13

[0600] 一种析蜡型油藏开采方法, 包括以下步骤: 为了防止化学剂大量进入高渗透水层造成化学剂浪费, 也为了让化学剂更均匀地进入同一油井或 / 和注水井中的不同渗透率油层或同一油层的不同渗透率部位、孔隙中, 并保证化学剂和热流体能够顺利加入油层中, 先向油井或 / 和注水井或 / 和油层中试挤热流体, 再向油层中加入化学剂和热流体, 以熔化 (或溶化) 油层中的蜡晶, 降低油层中原油的析蜡温度, 使油层中的原油顺利渗流至油井, 然后让原油从油井中升至地面。

[0601] 所述的试挤是指: 对油井或 / 和注水井或 / 和油层进行实验性或探索性或侦察性的注水方法, 是油田采油生产中常用的成熟工艺方法。所述试挤能保证向油层中顺利加入化学剂和热流体, 并符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定要求。

[0602] 以辽河油田静 35 块为例。

[0603] 辽河油田公开资料表明: 静 35 块储层孔隙空间主要为粒间孔, 孔喉半径为 2.83 微米, 有少量溶蚀孔和裂缝; 孔隙类型为高渗大孔细喉不均匀型和中渗大孔细喉不均匀型, 孔隙半径一般为 5 ~ 50 微米, 平均为 13 微米; 储层孔喉均质系数为 0.342, 非均质性比较严重, 储层孔隙度一般 17-24%, 渗透率一般为  $200 \sim 2000 \times 10^{-3} \text{um}^2$ ; 生产井段长度为 50 ~ 150 米, 油层平均厚度 24 米, 单层油层厚度 0.1 ~ 8 米, 单井油层层数 3 ~ 25 层, 平均泥岩夹层厚度 3.1 米, 有少量夹气层和夹水层, 大部分井有 1 层以上油水同层;

[0604] 由于该区块原油析蜡点为 42 ~ 54℃, 低于该析蜡点的油田污水或清水进入该区块油层中会加剧油层析蜡, 因此所述油田污水或清水进入该区块油层的温度不能低于 42 ~ 54℃; 据此, 根据试挤是利用油管还是套管进行, 通过有关计算即可得出所述油田污水

或清水的地面温度范围；例如采用套管试挤，计算表明所述油田污水或清水地面温度不低于 70℃、试挤流量不低于 10 吨 / 小时，其进入油层的温度将大于 54℃，满足试挤温度要求；

[0605] 由于水从油井中进入高渗透率油层的阻力小于低渗透率油层，因此所试挤的水会优先进入高渗透率油层中，从而提高化学剂进入高渗透率油层的阻力，使化学剂进入低渗透油层的量相对得到提高；据此，根据每口井各个油层的不同情况，本领域的普通技术人员利用现有方法和资料进行计算即可得出所述油田污水或清水的试挤水量范围；以静 35-31-41 井为例，利用该井测井资料和静 35 块地质资料，经过计算表明：该井试挤 10 ~ 20 吨油田污水即可大幅提高化学剂进入高渗透率油层的阻力，有效平衡该井高渗透率油层和低渗透率油层的非均质性，使化学剂能够以相对均衡的速度进入各个油层中；据此，确定静 35-31-31 井试挤油田污水或清水量为 10 ~ 20 吨；通过试挤油田污水或清水，解决了让化学剂、热流体更均匀地进入同一油井中的不同油层或 / 和让化学剂更均匀地进入同一油层的不同部位的问题。

[0606] 公开资料表明：水与不溶于水的有机溶剂如油，能够形成油 - 水界面，产生界面张力；辽河油田静 35 块油层（储层）粒间孔的孔喉半径为 2.83 微米，溶蚀孔和裂缝孔隙半径一般为 5 ~ 50 微米，平均为 13 微米，均属毛细管范畴，油层中的原油就储存在其中；有关计算可以表明：处于该半径毛细管的油 - 水界面所产生的界面张力或毛细管力很大；先向油层中加入有机溶剂如油，如果毛细管中存在水，该有机溶剂就会与水形成油 - 水界面，产生油 - 水界面张力，阻碍有机溶剂如油向毛细管中位移；而由于有机溶剂如油能够与原油互溶，如果毛细管中存在的是油而非水，有机溶剂就不能与原油产生界面张力，不会阻止有机溶剂如油向毛细管中位移；因此，无论加入有机溶剂后再向油层中加入化学剂是否能够与有机溶剂产生新的液 - 液界面，都会因为该油 - 水界面张力的存在而阻碍化学剂优先进入含水多或全部是水的毛细管，而会优先选择进入没有该油 - 水界面张力的含原油的毛细管中或含水低的细管中；因此，先向油层中加入有机溶剂，再向油层中加入化学剂和热流体，能够有效阻碍化学剂进入水层；由于化学剂进入水层不能发挥作用，进入水层的量越少就意味着更多的化学剂进入了油层而发挥作用，因此用先向油层中加入有机溶剂，再向油层中加入化学剂和热流体的方法来防止化学剂大量进入高渗透率水层而浪费化学剂的有益其效果是能够预期的。

[0607] 实施例 14

[0608] 一种析蜡型油藏开采方法，包括以下步骤：为了提高油层压力和热流体的波及系数，先向油层中加入特种气体或泡沫液，再向油层中加入化学剂和热流体，以熔化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度，使油层中的原油顺利渗流至油井，然后让原油从油井中升至地面；

[0609] 所述泡沫液是由压力小于 5MPa 的氮气与由 5% 十二烷基硫酸钠和 95% 清水组成的发泡液在地面高压管线中制成；所述化学剂是主要成分为菲的有机溶液的油性驱油剂；所述热流体是 50 ~ 60℃ 清水。

[0610] 以 D5-X5 应用本发明为例：

[0611] D5-X5 井属于富拉尔基油田，于 2007 年 9 月建成后，用普通采油方法不能生产原油；采用蒸汽吞吐采油方法，向油层注入 350℃ 高温蒸汽 1500 吨，理论计算表明为此需要烧掉燃料油 82 吨，实际用燃料油 85 吨；注汽后正常采油生产 2 个月，累计产液量 400 吨，累计

开采原油 60 吨,所产原油不足以抵消注蒸汽所消耗燃烧的燃料油;因此,该井用蒸汽吞吐热采工艺没有任何经济价值,该井遂停止用蒸汽吞吐热力采油工艺生产方式,关井闲置;

[0612] 实际检测表明:该井周围油层温度 20℃,所产原油样品 20℃粘度 11000mP. s,析蜡温度 23℃;因此,该井周围油层温度低于原油析蜡温度,原油在油藏中已经析蜡,所析蜡晶严重堵塞了油层渗流空隙,导致油层渗透率大幅降低,油层中的原油难以顺利渗流至油井,从而造成油层供液困难,油井无法正常生产;

[0613] 为了解决该井油层的供液困难问题,使油层中的原油顺利渗流至油井,让该油井正常生产,该井于 2008 年 4 月应用本发明进行了生产试验,其技术方案为:将 10000 标准立方米压力小于 5MPa 的氮气与由 5%十二烷基硫酸钠、95%清水组成的发泡液 20 吨在地面高压管线中制成泡沫液,然后用现有方法将该泡沫液从该井套管中注入油层中;然后再向该井套管挤注主要成分为菲的有机溶液的商品油溶性驱油剂 10 吨;然后再向该井套管挤注 50 ~ 60℃清水 400 吨和压力不超过 12MPa 的氮气 10000 标准立方米,用该清水和氮气将套管中的泡沫液、驱油剂推入油层中;让泡沫液、驱油剂、50 ~ 60℃清水在油层中与原油自然混合,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,提高油层压力和水的波及系数,使油层中的原油和驱油剂、泡沫液、水的混合物顺利渗流至该生产油井,再通过该生产油井升至地面。

[0614] 试验表明:虽然所述驱油剂能够将所述泡沫液溶解分离成液体和气体,但由于所述清水进入油井油管后是一种紊流流动状态,能够与泡沫液、驱油剂、氮气在油管中不断混合、乳化,因此能够用该清水将所述泡沫液、驱油剂、氮气推入油层中;

[0615] 公开资料表明:高压氮气与由 5%十二烷基硫酸钠、95%清水组成的发泡液能够通过专门射流器、泡沫发生器在地面高压管线中形成高压泡沫液;

[0616] 试验表明:该井原油样品的熔蜡温度为 28℃;在该井原油样品中加入 10%所述驱油剂,能够降低其析蜡点 5℃,使其熔蜡温度降至 23℃;

[0617] 计算表明:将 50 ~ 60℃清水 400 吨加入该井中,能够使该井周围半径 12 米内的油层温度提高 5℃以上,使其在 48 小时内保持在 25℃以上,高于该井原油样品的熔蜡温度 2℃以上;由此可知:50 ~ 60℃的清水能够熔化(或溶化)油层中的蜡晶;

[0618] 因此,所述驱油剂与 50 ~ 60℃清水联合协同作用,能够将该井周围半径 12 米内油层中析出的蜡晶熔化(或溶化),有效降低其原油的凝固点、析蜡点;

[0619] 该井应用本发明所述技术方案 3 天后开井生产,实际试验检测表明:该井生产 3 个月时的实际油样 20℃原油粘度 130mP. s,是该井原油原始粘度的 1%,析蜡温度为 17℃,比其原始析蜡温度降低 6℃;

[0620] 该井应用本发明所述技术方案后正常生产 6 个月,至 2008 年 10 月底累计产液量 700 吨,累计开采原油 500 吨,经济效益极其显著。

[0621] 实施例 15

[0622] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:用液态二氧化碳提高油层压力,降低油层中的原油粘度,先向油层中加入特种化学剂,再向油层中加入液态二氧化碳,然后向油层中加入热流体,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,提高油层压力能量,使油层中的原油顺利渗流至油井,再用现有方法将原油从油井中提升至地面;

[0623] 所述特种化学剂是 10%正丁醚、50%混合重质苯、10%的 2-辛酮、10%杂醇油、

10%二甲基萘、10% 1-甲基萘混合而成的化学剂；所述热流体是 80 ~ 90℃油田污水；

[0624] 以 D5-X3 应用本发明为例：

[0625] D5-X3 井属于富拉尔基油田，于 2007 年 10 月建成后，用普通采油方法不能生产原油；采用蒸汽吞吐采油方法，向油层注入 350℃高温蒸汽 1500 吨，理论计算表明为此需要烧掉燃料油 82 吨，实际用燃料油 85 吨；注汽后正常采油生产 2 个月，累计产液量 400 吨，累计开采原油 30 吨，所产原油不足以抵消注蒸汽所消耗燃烧的燃料油；因此，该井用蒸汽吞吐热采工艺没有任何经济价值，该井遂停止用蒸汽吞吐热力采油工艺生产方式，关井闲置；

[0626] 实际检测表明：该井周围油层温度 20℃，所产原油样品 20℃粘度 11000mP. s，析蜡温度 23℃；因此，该井周围油层温度低于原油析蜡温度，原油在油藏中已经析蜡，所析蜡晶严重堵塞了油层渗流空隙，导致油层渗透率大幅降低，油层中的原油难以顺利渗流至油井，从而造成油层供液困难，油井无法正常生产；

[0627] 为了解决该井油层的供液困难问题，使油层中的原油顺利渗流至油井，让该油井正常生产，该井于 2008 年 4 月应用本发明进行了生产试验，其技术方案为：用高压泵向该井套管中注入由 10%正丁醚、50%混合重质苯、10%的 2-辛酮、10%杂醇油、10%二甲基萘、10% 1-甲基萘混合而成的化学剂混合物 20 吨，用该化学剂混合物将油井中的水推回油层中；然后再用二氧化碳专用高压泵向该井套管挤注液态二氧化碳 50 吨，用液态二氧化碳将化学剂混合物推进油层中；然后再用高压泵向该井套管中注入 80 ~ 90℃油田污水 600 吨，用该清水将套管中的液态二氧化碳推入油层中；让液态二氧化碳、化学剂、80 ~ 90℃清水在油层中与原油自然混合，以熔化（或溶化）油层中的蜡晶，降低油层中原油的析蜡温度和粘度，提高油层压力能量，使油层中的原油和二氧化碳、化学剂、水的混合物顺利渗流至该生产油井，再通过该生产油井升至地面；

[0628] 公开资料表明：商品液态二氧化碳能够在 -10℃以上储运，二氧化碳降低原油粘度；

[0629] 试验表明：液态二氧化碳与上述化学剂混合物密度相当，因此能够用液态二氧化碳将套管中的所述化学剂混合物自上而下推进油层中；由于液态二氧化碳遇到 80 ~ 90℃清水会汽化、溶解，因此能够用该清水将液态二氧化碳推入油层中；

[0630] 试验表明：该井原油样品的熔蜡温度为 28℃；在该井原油样品中加入 10%所述化学剂混合物，能够降低其析蜡点 6℃，使其熔蜡温度降至 21℃；

[0631] 计算表明：将液态二氧化碳 50 吨加入油层中，最高能使该井周围半径 7 米内油层温度下降 1℃，其在油层的极限最低温度不能低于 -15℃；

[0632] 计算表明：将 80 ~ 90℃油田污水 600 吨加入该井中，能够补充 50 吨液态二氧化碳汽化所从油层吸收的热量，并能够使该井周围半径 12 米内的油层温度提高 5℃以上，使其在 48 小时内保持在 25℃以上，高于该井原油样品的熔蜡温度 4℃以上；由此可知：80 ~ 90℃的油田污水能够熔化（或溶化）油层中的蜡晶；

[0633] 因此，所述化学剂混合物与 80 ~ 90℃的油田污水联合协同作用，能够将该井周围半径 12 米内油层中析出的蜡晶熔化（或溶化），有效降低其原油的析蜡点；

[0634] 该井应用本发明所述技术方案 5 天后开井生产，实际试验检测表明：该井生产 3 个月时的实际油样 20℃原油粘度 110mP. s，是该井原油原始粘度的 1%，析蜡温度为 16℃，比其原始析蜡温度降低 7℃；



[0635] 该井应用本发明所述技术方案后正常生产 7 个月,至 2008 年 11 月底累计产液量 800 吨,累计开采原油 630 吨,经济效益极其显著。

[0636] 实施例 16

[0637] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:为了更有效的降低原油在油层中的析蜡温度,先向油层中加入过氧化物水溶液,再向油层油层中加入化学剂和热流体;

[0638] 所述过氧化物水溶液是含过氧化尿素 1wt% 的 70 ~ 80℃ 清水;所述化学剂分别是含 1wt% 过氧化二苯甲酰 -99wt% 的 1-甲基萘混合液和聚氧乙烯辛基苯酚醚 -10 熔融液体;所述热流体分别是 70 ~ 80℃ 油田污水和含 0.2% 过氧化氢的 70 ~ 80℃ 油田污水;

[0639] 以 705-1 井应用本发明为例:

[0640] 705-1 井属于富拉尔基油田,于 2006 年 6 月建成后,用普通采油方法不能生产原油;采用蒸汽吞吐采油方法,向油层注入 350℃ 高温蒸汽 1500 吨,理论计算表明为此需要烧掉燃料油 82 吨,实际用燃料油 85 吨;注汽后正常采油生产 2 个月,累计产液量 400 吨,累计开采原油 80 吨,所产原油不足以抵消注蒸汽所消耗燃烧的燃料油;因此,该井用蒸汽吞吐热采工艺没有任何经济价值,该井遂停止用蒸汽吞吐热力采油工艺生产方式,关井闲置;

[0641] 实际检测表明:该井周围油层温度 20℃,所产原油样品 20℃ 粘度 11000mP. s,析蜡温度 23℃;因此,该井周围油层温度低于原油析蜡温度,原油在油藏中已经析蜡,所析蜡晶严重堵塞了油层渗流空隙,导致油层渗透率大幅降低,油层中的原油难以顺利渗流至油井,从而造成油层供液困难,油井无法正常生产;

[0642] 为了解决该井油层的供液困难问题,使油层中的原油顺利渗流至油井,让该油井正常生产,该井于 2008 年 4 月应用本发明进行了生产试验,其技术方案为:先用高压泵向该井套管中注入含过氧化尿素 1wt% 的 70 ~ 80℃ 清水 50 吨;再用高压泵向该井套管中注入含 1wt% 过氧化二苯甲酰和 99wt% 的 1-甲基萘混合液 10 吨;再用高压泵向该井套管中注入 70 ~ 80℃ 油田污水 100 吨,将过氧化尿素、过氧化二苯甲酰、1-甲基萘推入油层中;再用高压泵向该井套管中注入温度为 40℃ 的聚氧乙烯辛基苯酚醚 -10 熔融液体 10 吨;再用高压泵向该井套管中注入 70 ~ 80℃ 油田污水 100 吨将聚氧乙烯辛基苯酚醚 -10 熔融液体推入油层中;再用高压泵向该井套管中含 0.2% 过氧化氢的 70 ~ 80℃ 油田污水 100 吨;再用高压泵向该井套管注入 70 ~ 80℃ 油田污水 150 吨;以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和化学剂、水的混合物顺利渗流至该生产油井,再通过该生产油井升至地面;

[0643] 公开资料表明:该井的孔隙度 33%,渗透率为  $1200 \sim 2000 \times 10^{-3} \text{um}^2$ ,油层天然能量不足,油层下的原油粘度为 11000mPa. S,原油在油层中有一定流动性;

[0644] 公开资料表明:虽然过氧化尿素、过氧化氢、过氧化二苯甲酰均能释放自由氧原子,温度能够加速该反应速度,油层中的微量重金属离子也能加速该反应速度,但由于其在污水中的浓度很低,所产生的反应压力能够被油层即可吸收,不会对油井、油层造成危害,因此能够应用于该井油层中;

[0645] 虽然过氧化尿素、过氧化氢、过氧化二苯甲酰均能分解聚氧乙烯辛基苯酚醚 -10,但因为该技术方案已经用 100 吨污水将其隔离,因此过氧化尿素、过氧化氢、过氧化二苯甲酰在遇到聚氧乙烯辛基苯酚醚 -10 前已经在油层中反应完毕,不会严重分解聚氧乙烯辛基苯酚醚 -10;

[0646] 实验表明:聚氧乙烯辛基苯酚醚-10不溶于水,但能与水、油形成乳化液,因此能够有效降低过氧化尿素、过氧化氢、过氧化二苯甲酰的分解,也能够被污水推进油层中;

[0647] 室内试验表明:1-甲基萘密度与污水相当,能够被污水推进油层中;

[0648] 有关资料和试验表明:100℃以下,过氧化尿素、过氧化氢、过氧化二苯甲酰会优先分解大分子物质如沥青质、胶质、蜡分子,因此不能大量分解1-甲基萘而抵消其功效;

[0649] 试验表明:该井原油样品的熔蜡温度为28℃;在该井原油样品中加入10%所述1-甲基萘,能够降低其析蜡点7℃,使其熔蜡温度降至22℃;

[0650] 计算表明:将70~80℃油田污水500吨加入该井中,能够使该井周围半径12米内的油层温度提高5℃以上,使其在48小时内保持在25℃以上,高于该井原油样品的熔蜡温度3℃以上;由此可知:70~80℃的油田污水能够熔化(或溶化)油层中的蜡晶;

[0651] 因此,所述1-甲基萘与70~80℃的油田污水联合协同作用,能够将该井周围半径12米内油层中析出的蜡晶熔化(或溶化),有效降低其原油的析蜡点;

[0652] 该井应用本发明所述技术方案5天后开井生产,实际试验检测表明:该井生产3个月时的实际油样20℃原油粘度160mP.s,是该井原油原始粘度的1.5%,析蜡温度为18℃,比其原始析蜡温度降低5℃;

[0653] 该井应用本发明所述技术方案后正常生产6个月,至2008年11月底累计产液量480吨,累计开采原油310吨,经济效益极其显著。

[0654] 需要注意的是,所述的化学剂添加过氧化物时,不能含有高分子表面活性剂和聚合物。

[0655] 所述的过氧化物应能保证其能在油层中分解出自由氧或能够破坏沥青质分子、蜡分子碳链或能够破坏沥青质相的结构,并保证其在添加进化学剂和/或热流体应用中符合有关国家标准、行业标准、企业标准的规定要求。

[0656] 实施例17

[0657] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:为了提高油层压力,先向油层中加入惰性气体释放剂水溶液,再向油层中加入化学剂和热流体,以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,提高油层压力,使油层中的原油顺利渗流至油井,再用现有方法将原油从油井中提升至地面;

[0658] 所述化学剂是商品水溶性降凝剂;所述热流体是70~80℃油田污水;所述惰性气体释放剂分别是含3wt%亚硝酸铵的常温油田污水溶液和含5wt%碳酸铵的30~40℃油田污水溶液两种;

[0659] 公开资料表明:亚硝酸铵晶体在受热时反应加快,在60℃以上时能够爆炸;硝酸铵能够在110℃以上分解成亚硝酸铵;因此,浓度10%以上的亚硝酸铵、硝酸铵水溶液具有危险性,将其加入油层中会违反有关油田企业标准规定与要求,不属于本发明所述的惰性气体释放剂范畴,且其折合100%纯品的最大加入量不能超过10吨。

[0660] 以D6-X3井应用本发明为例:

[0661] D6-X3井属于富拉尔基油田,于2007年11月建成后,用普通采油方法不能生产原油;采用蒸汽吞吐采油方法,向油层注入350℃高温蒸汽1500吨,理论计算表明为此需要烧掉燃料油82吨,实际用燃料油85吨;注汽后正常采油生产2个月,累计产液量400吨,累计开采原油40吨,所产原油不足以抵消注蒸汽所消耗燃烧的燃料油;因此,该井用蒸汽吞吐

热采工艺没有任何经济价值,该井遂停止用蒸汽吞吐热力采油工艺生产方式,关井闲置;

[0662] 实际检测表明:该井周围油层温度 20℃,所产原油样品 20℃粘度 11000mP. s,析蜡温度 23℃;因此,该井周围油层温度低于原油析蜡温度,原油在油藏中已经析蜡,所析蜡晶严重堵塞了油层渗流空隙,导致油层渗透率大幅降低,油层中的原油难以顺利渗流至油井,从而造成油层供液困难,油井无法正常生产;

[0663] 为了解决该井油层的供液困难问题,使油层中的原油顺利渗流至油井,让该油井正常生产,该井于 2008 年 5 月应用本发明进行了生产试验,其技术方案为:先用高压泵向该井套管中注入商品水溶性降凝剂 20 吨;再用高压泵向该井套管中注入含 5wt%碳酸铵的 30~40℃油田污水溶液 100 吨;再用高压泵向该井套管中注入含 3wt%亚硝酸铵的常温油田污水溶液 50 吨;再用高压泵向该井套管中注入 70~80℃油田污水 550 吨;以熔化(或溶化)油层中的蜡晶,降低油层中原油的析蜡温度,使油层中的原油和惰性气体、化学剂、水的混合物顺利渗流至该生产油井,再通过该生产油井升至地面;

[0664] 公开资料表明:该井的孔隙度 33%,渗透率为  $1200 \sim 2000 \times 10^{-3} \text{um}^2$ ,油层天然能量不足,油层下的原油粘度为 11000mPa. S,原油在油层中有一定流动性;

[0665] 公开资料表明:虽然亚硝酸铵在 70~80℃环境下能够与碳酸铵快速反应,但由于其在污水中的浓度很低,所产生的反应压力能够被油层即可吸收,不会对油井、油层造成危害,因此能够应用于该井油层中;

[0666] 虽然亚硝酸铵的分解反应能够破会商品水溶性降粘剂中的高分子物质,但因为该技术方案已经用 100 吨碳酸铵水溶液将亚硝酸铵与商品水溶性降粘剂隔离,在进入油层后亚硝酸铵又会优选碳酸铵反应而非商品水溶性降粘剂,且因原油的阻碍难以全面接触商品水溶性降粘剂,因此亚硝酸铵的分解反应尽管对商品水溶性降粘剂可能有一定影响,但不足以导致其失效;

[0667] 公开资料表明:碳酸铵不会产生自由氧基,不会分解商品水溶性降粘剂;

[0668] 试验表明:商品水溶性降粘剂与水的密度相当,虽然小于碳酸铵水溶液,但能够与其在套管中不断混合,因此能够用碳酸铵水溶液将商品水溶性降粘剂推进油层中;

[0669] 试验表明:该井原油样品的熔蜡温度为 28℃;在 28℃该井原油样品中加入 10%商品水溶性降粘剂,能够降低其析蜡点 5℃;

[0670] 计算表明:将 70~80℃油田污水 600 吨加入该井中,能够使该井周围半径 10 米内的油层温度提高 9℃以上,使其在 48 小时内保持在 29℃以上,高于该井原油样品的熔蜡温度 1℃以上;由此可知:70~80℃的油田污水能够熔化(或溶化)油层中的蜡晶;

[0671] 因此,所述商品水溶性降粘剂与 70~80℃的油田污水联合协同作用,能够将该井周围半径 10 米内油层中析出的蜡晶熔化(或溶化),有效降低其原油的析蜡点;

[0672] 该井应用本发明所述技术方案 3 天后开井生产,实际试验检测表明:该井生产 3 个月时的实际油样 20℃原油粘度 190mP. s,是该井原油原始粘度的 1.7%,析蜡温度为 18℃,比其原始析蜡温度降低 5℃;

[0673] 该井应用本发明所述技术方案后正常生产 5 个月,至 2008 年 11 月底累计产液量 580 吨,累计开采原油 270 吨,经济效益极其显著。

[0674] 实施例 18

[0675] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:为了解除油井近井地带由蜡晶或/和

沥青质等有机物引起的油层堵塞,通过油井或 / 和能够进行采油生产的注水井套管或 / 和油管,向近井地带油层中加入 1-10 吨化学剂和 10-100 吨热流体,以解除近井地带油层堵塞,使油层深部的原油能够顺利渗流进油井或 / 和能够进行采油生产的注水井,再用现有方法让原油从油井或 / 和能够进行采油生产的注水井中升至地面为了解除油井近井地带由蜡晶或 / 和沥青质等有机物引起的油层堵塞;

[0676] 所述化学剂的地面温度应高于 25℃,可以在热流体前加入油层中;

[0677] 所述的热流体地面温度应高于 80℃,加入油井套管或 / 和油管的流量应大于 5 吨 / 小时;

[0678] 所述的化学剂或 / 和热流体含有 1-10 吨有效浓度不超过 50% 的防膨剂;

[0679] 所述化学剂和热流体在地面或油井套管或 / 和油管混合后加入油层中。

[0680] 由于本发明所述化学剂和热流体能够有效降低油层中的蜡晶熔蜡温度,二者联合作用能够有效融化(或溶化)油层中的蜡晶;因此本领域普通技术人员根据本发明所述技术方案和实验数据能够预期其解除油井近井地带蜡晶或 / 和沥青质等有机物堵塞油层的效果。

[0681] 实施例 19

[0682] 一种析蜡型油藏开采方法,包括以下步骤:通过油井或 / 和能够进行采油生产的注水井套管或 / 和油管,向近井地带油层中加入 1-10 吨常温下呈液态的甲基萘、甲基萘液体、特种有机液体的任意一种或两种或两种以上任意比例混合的混合物和 50-10000 标准立方米特种气体,用特种气体将该混合物推入油层中,以解除近井地带油层堵塞,使油层深部的原油能够顺利渗流进油井或 / 和能够进行采油生产的注水井,再用现有方法让原油从油井或 / 和能够进行采油生产的注水井中升至地面;

[0683] 由于本发明所述化学剂和热流体能够有效降低油层中的蜡晶熔蜡温度,二者联合作用能够有效融化(或溶化)油层中的蜡晶;由于本发明所述常温下呈液态的甲基萘、甲基萘液体、特种有机液体的任意一种或两种或两种以上任意比例混合的混合物能够有效溶化蜡晶,且进入油层后不会形成凝固;因此本领域普通技术人员根据本发明所述技术方案和实验数据能够预期其解除油井近井地带蜡晶或 / 和沥青质等有机物堵塞油层的效果。

[0684] 显然,本发明的上述实施例仅仅是为清楚地说明本发明所作的举例,而并非是对本发明的实施方式的限定。对于所属领域的普通技术人员来说,在上述说明的基础上还可以做出其它不同形式的变化或变动。这里无法对所有的实施方式予以穷举。凡是属于本发明的技术方案所引伸出的显而易见的变化或变动仍处于本发明的保护范围之列。