

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://studservis.ru/gotovye-raboty/referat/244226>

Тип работы: Реферат

Предмет: Нефтегазовое дело (другое)

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ 2

ВВЕДЕНИЕ 3

1. ЭКСПЕРИМЕНТ 6

1.1. Материалы 6

1.2. Эксперименты по заводнению керна 6

2. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ 9

2.1. Азотное заводнение и его ВГВ 9

2.2. Затопление CO₂ и его водогазовое воздействие 10

2.3. Заводнение азотной пеной 13

2.3.1 Свойства азотной пены при высоком давлении 13

2.3.2 Азотная пена для заводнения тройной активной зоны 15

2.4. Заводнение пеной CO₂ 16

2.4.1 Свойства пены CO₂ при высоком давлении 16

2.4.2 Затопление пеной CO₂ в тройной активной зоне 18

2.5. Пилотный тест в группе скважин 19

ВЫВОДЫ 21

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 22

На низком МПН (от высокой проницаемости к низкой проницаемости) составляет 10,1%, 6,8% и 2,9% соответственно. МПН высокопроницаемого пласта резко увеличивается при последующем заводнении (см. рис. 3(а)), что указывает на то, что азот принудительно вытесняет остаточную нефть при нагнетании воды. Однако при высоком МПН трех пластов (т. е. 2,6%, 1,6% и 0) намного ниже, чем при низком. Это предполагает, что канализация газа, скорее всего, образуется в более сильной неоднородности и, таким образом, уменьшает вытеснение нефти в неоднородном пласте. В рамках эксперимента ВГВ, сопровождаемую заводнением азотом, и результаты представлены на рис. 4. Более высокая добыча жидкости наблюдается в низкопроницаемом/среднепроницаемом слое низкого при проведении ВГВ, что свидетельствует о значительной нефтеотдаче (особенно в низкопроницаемом пласте, МПН 18,5). Вероятно, это связано с тем, что заводнение ВГВ связано с несколькими благоприятными улучшениями, такими как поддержание давления, усиление гравитации и контроль подвижности газа [16-17].

Рисунок. 4. Нефтедобыча и коэффициент разделения в зависимости от закачиваемого объема ВГВ (азота) заводнения при низком (а) и при высоком (b).

При использовании высокого ВГВ также не в состоянии охватывать низкопроницаемый пласт, но может увеличить отвод жидкости среднепроницаемого пласта. В результате, по сравнению с заводнением азотом, ВГВ позволяет в некоторой степени контролировать подвижность газа и, таким образом, увеличивать разделение жидкости и нефтеотдачу при более низкой проницаемости, особенно при слабой неоднородности.

2.2. Затопление CO₂ и его водогазовое воздействие

Как показано на рис. 5, CO₂ также плохо корректируется в профиле добычи, и низкопроницаемый пласт не может быть охвачен. Тем не менее, нефтеотдача в высокопроницаемых пластах резко возрастает после закачки CO₂ (особенно МПН составляет около 13% при высоком), что значительно выше, чем при заводнении азотом. Предполагается, что CO₂ переходит в сверхкритическое состояние при 24 МПа и 73 °С.

В то же время минимальное давление смешиваемости сырой нефти измеряется с помощью тонкой трубки.

Рисунок. 5. Нефтедобыча и коэффициент разделения в зависимости от объема закачки при заводнении CO₂ низком (а) и при высоком (b).

После измерения минимального давления смешивания, минимальное давления смешивания в этом исследовании составляет около 26 МПа, и заводнение CO₂ в этом исследовании считается вытеснением, близким к смешиванию. Таким образом, закачка CO₂ может быть достаточно эффективной при МПН из-за снижения капиллярной силы, набухания нефти и нарушения вязкости [18-19]. Кроме того, для исследования экстрагирующего действия CO₂ на сырую нефть в этом состоянии с помощью газовой хроматографии анализируется углеводородный состав добываемой нефти на разных стадиях последующей закачки воды. Мы выбрали два случая, существенно различающихся по углеводородному составу, которые были получены при закачке 0,3 воды и 0,8 воды соответственно. Как показано на рис. 6, после закачки CO₂ более легкие компоненты (> C₁₀) сырой нефти вдоль стенок пор испаряются или переносятся и, наконец, текут к выпускному отверстию, что приводит к оставлению промежуточных компонентов (C₁₂ - C₂₄). [20] показали, что последующее заводнение было менее эффективным после закачки CO₂ в плотный коллектор из-за совместного отложения асфальтенов и карбонатов металлов, вызванного извлечением CO₂ и закачкой пластовой воды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Wei, H., Yue, X., Zhao, Y., et al., 2013. The Injection Pattern of Immiscible Nitrogen Displacement after Water Flooding in an Ultra-low Permeability Reservoir. *Petrol Sci. Technol.* 31(21), 2304-2310.
2. Gao, Y., Mifu, Z., Jianbo, W., et al., 2014. Performance and gas breakthrough during CO₂ immiscible flooding in ultra-low permeability reservoirs. *Petrol Explor. Dev.* 41(1), 88-95.
3. Li, H., Qin, J., Yang, D., 2012. An improved CO₂-oil minimum miscibility pressure correlation for live and dead crude oils. *Ind. Eng. Chem. Res.* 51(8), 3516-3523.
4. Bikkina, P., Wan, J., Kim, Y., et al., 2016. Influence of wettability and permeability heterogeneity on miscible CO₂ flooding efficiency. *Fuel* 166, 219-226.
5. Kulkarni M.M., 2013. Immiscible and miscible gas-oil displacements in porous media. MS Thesis. Lousian State University.
6. Eftekhari, A. A., Krastev, R., Farajzadeh, R., 2015. Foam Stabilized by Fly Ash Nanoparticles for Enhancing Oil Recovery. *Ind. Eng. Chem. Res.* 54(50), 12482-12491.
7. Sun, Q., Li, Z., Li, S., et al., 2014, Utilization of surfactant-stabilized foam for enhanced oil recovery by adding nanoparticles. *Energy Fuel* 28(4), 2384-2394.
8. Rossen, W.R., 1990. Minimum pressure gradient for foam flow in porous media: effect of interactions with stationary lamellae. *J. Colloid Interf. Sci.* 139(2), 457-468.
9. Farajzadeh, R., Lotfollahi, M., Eftekhari, A.A., et al., 2015. Effect of permeability on implicit-texture foam model parameters and the limiting capillary pressure. *Energy Fuel* 29(5), 3011-3018.
10. Solbakken, J.S., Skauge, A., Aarra, M.G., 2014. Foam performance in low permeability laminated sandstones. *Energy Fuel* 28(2), 803-815.
11. Liu, P., Zhang, X., Wu, Y., et al., 2017. Enhanced oil recovery by air-foam flooding system in tight oil reservoirs: Study on the profile-controlling mechanisms. *J. Petrol Sci. Eng.* 150, 208-216.
12. Li, R.F., Yan, W., Liu, S., et al., 2010. Foam mobility control for surfactant enhanced oil recovery. *SPE J.* 15(04), 928-942.
13. Enick, R. M., Olsen, D. K., Ammer, J. R., et al., 2012. Mobility and Conformance Control for CO₂ EOR via Thickeners, Foams, and Gels-A Literature Review of 40 Years of Research and Pilot Tests. *SPE*, 154122.
14. Sun, L., Wei, P., Pu, W., et al., 2016. The oil recovery enhancement by nitrogen foam in high-temperature and high-salinity environments. *J. Petrol Sci. Eng.* 147, 485-494.
15. Liu, Y.M., Zhang, L., Ren, S.R., et al., 2016. Injection of Nitrogen Foam for Improved Oil Recovery in Viscous Oil Reservoirs Offshore Bohai Bay China. *SPE*, 179584.
16. Hemmati-Sarapardeh, A., Ayatollahi, S., Zolghadr, A., et al., 2014. Experimental determination of equilibrium interfacial tension for nitrogen-crude oil during the gas injection process: the role of temperature, pressure, and composition. *J. Chem. Eng. Data* 59(11), 3461-3469.

17. Sadooni, M., Shahbazi, K., Hashemi, A., et al. Evaluation of Gas, Water, WAG Injections, and Infill Wells for Improving Recovery of One of Iranian Reservoirs. SPE, 116912. Elsharkawy, A.M., Poettmann, F.H., Christiansen, R.L., 1996. Measuring CO₂ minimum miscibility pressures: slim-tube or rising-bubble method. Energy fuel 10(2), 443-449.
18. Nobakht, M., Moghadam, S., Gu, Y., 2008. Determination of CO₂ minimum miscibility pressure from measured and predicted equilibrium interfacial tensions. Ind. Eng. Chem. Res. 47(22), 8918-8925.
19. Pu, W., Wei, B., Jin, F., et al., 2016. Experimental investigation of CO₂ huff-n-puff process for enhancing oil recovery in tight reservoirs. Chem. Eng. Res. Des. 2016, 111, 269-276.
20. Wang, X., Gu, Y., 2011. Oil recovery and permeability reduction of a tight sandstone reservoir in immiscible and miscible CO₂ flooding processes. Ind. Eng. Chem. Res. 50(4), 2388-2399.
21. Sun, L., Wei, P., Pu, W. F., et al., 2015. Experimental Validation of the Temperature-Resistant and Salt-Tolerant Xanthan Enhanced Foam for Enhancing Oil Recovery. J. Disper. Sci. Technol 36(12), 1693-1703.
22. Pu, W., Wei, P., Sun, L., et al., 2017. Stability, CO₂ sensitivity, oil tolerance and displacement efficiency of polymer enhanced foam. RSC Adv. 7(11), 6251-6258.
23. Rio, E., Drenckhan, W., Salonen, A., et al., 2014. Unusually stable liquid foams. Adv. Colloid Interface Sci. 205, 74-86. Li, X.L., Karakashev, S.I., Evans, G.M., Stevenson, P., 2012. Effect of environmental humidity on static foam stability. Langmuir 28(9), 4060-4068.
24. Wang, Y., Zhang, Y., Liu, Y., et al., 2017. The stability study of CO₂ foams at high pressure and high temperature. J. Petrol Sci. Eng. 154, 234-243.
25. Farzaneh, S.A., Sohrabi, M., 2015. Experimental investigation of CO₂-foam stability improvement by alkaline in the presence of crude oil. Chem. Eng. Res. Des. 94, 375-389.
26. Wei, P., Pu, W., Sun, L., et al., 2017. Research on nitrogen foam for enhancing oil recovery in harsh reservoirs. J. Petrol Sci. Eng. 157, 27-38.
27. Li, S., Li, Z., Wang, P., 2016. Experimental Study of the Stabilization of CO₂ Foam by Sodium Dodecyl Sulfate and Hydrophobic Nanoparticles. Ind. Eng. Chem. Res. 55(5), 1243-1253.
28. Zeng, Y., Farajzadeh, R., Eftekhari, A.A., et al., 2016. Role of Gas Type on Foam Transport in Porous Media. Langmuir 32(25), 6239-6245.
29. Li, D., Ren, B., Zhang, L., et al., 2015. CO₂-sensitive foams for mobility control and channeling blocking in enhanced WAG process. Chem. Eng. Res. Des. 102, 234-243.
30. Li, D., Ren, S., Zhang, P., et al., 2017. CO₂-sensitive and self-enhanced foams for mobility control during CO₂ injection for improved oil recovery and geo-storage. Chem. Eng. Res. Des. 120, 113-120.

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://studservis.ru/gotovye-raboty/referat/244226>