



УДК 622.27

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРИСТЫХ ОБРАЗЦОВ

TECHNIQUE OF ASSESSMENT OF RESTORATION OF PERMEABILITY OF POROUS SAMPLES

Тюхтина Натела Сохатовна

Начальник лаборатории,
ООО «Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»
N_Tyukhtina@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В статье представлена методика и лабораторная установка по определению проницаемости заглинизированных образцов после воздействия различных кислотных растворов.

Ключевые слова: скважина, призабойная зона пласта, проницаемость, кислотный раствор.

Tyukhtina Natela Sahatovna

Chief of laboratory,
LLC «Scientific research institute
of natural gases and gas technologies –
Gazprom VNIIGAZ»
N_Tyukhtina@vniigaz.gazprom.ru

Annotation. The method and laboratory installation of determination of permeability of zaglinizirovanny samples after influence of various acid solutions is presented in article.

Keywords: well, bottomhole zone of layer, permeability, acid solution.

В процессе заканчивания скважин при вскрытии продуктивных горизонтов происходит снижение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Анализ научной литературы показывает, что основными причинами снижения проницаемости ПЗП является [1–4]:

- проникновение в пласт-коллектор твердых частиц и фильтрата бурового раствора;
- деформация коллектора в ПЗП при больших депрессиях;
- наличие в пласте коллекторе глинистого материала;
- выпадение в осадок солей в результате взаимодействия фильтрата бурового раствора и жидкости перфорации с пластовой водой.

В настоящее время разработано множество технико-технологических решений, для сохранения проницаемости ПЗП на различных этапах заканчивания скважин, в том числе: совершенство конструкции скважины – открытый забой со спуском фильтра или без него, вскрытие пластов с использованием различных рецептур буровых растворов, крепление колонн с использованием цементных растворов и буферных жидкостей и т.д. [5–7]. Однако, несмотря на применение новых технологий и средств, значительное количество скважин эксплуатируется с дебитами значительно меньше потенциальных [8].

В литературе удаление фильтрационных корок на стенках ПЗП и восстановление ее проницаемости изучается на установках как простыми способами [9–11], не учитывающими некоторые факторы, так и сложными способами, позволяющими проводить эксперименты в условиях близким к пластовым [12–14]. При этом в качестве рабочих агентов для повышения проницаемости призабойной зоны могут быть использованы как различные способы [15, 16], так и составы жидкостей физико-химического действия, например, буферные жидкости [17, 18], технологические жидкости для ликвидации прихватов трубных колонн [19–22].

При выборе кислотного раствора следует исходить из того, что он должен обеспечивать следующие основные функции [23–25]:

- обладать высокой реакционной способностью по отношению к фильтрационной корке и породе пласта;
- при взаимодействии с горной породы не образовывать продуктов реакции, которые могли бы необратимо снизить проницаемость ПЗП;
- обладать минимальным коррозионным воздействием на подземное скважинное оборудование.

На рисунке 1 представлена схема лабораторной установки для выбора эффективного состава кислотного раствора для повышения проницаемости ПЗП.

Позициями на схеме обозначены: 1, 11, 17 – вентили; 2 – корпус; 3 – затяжная гайка; 4, 6, 7 – поджимное, металлическое и резиновое кольца; 5 – уплотнительный элемент; 8 – исследуемый кислотный состав; 9 – глинистая корка; 10 – отвод для слива жидкости; 12, 16 – перфорированные диски; 13 – сетчатый цилиндр; 14, 15 – частицы кварцевого песка разных диаметров.

Принцип формирования пористого образца заключается в следующем. На уплотнительный элемент 5 поочередно надеваются уплотнительные резиновые 7 и металлические 6 кольца, которые фиксируются поджимным кольцом 4. Элемент 5 снизу вставляется в корпус 2 и затягивается затяжной гайкой 3. Сверху в корпус 2 помещается перфорированный диск 16 с прикрепленным к нему сетчатым цилиндром 13. Внут-



ренняя часть цилиндра 13 заполняется навеской пористого материала большего диаметра, а внешняя часть – меньшего (на рисунке 1 диаметр частиц большего размера обозначен позицией 14, меньшего – 15). Далее сверху устанавливается другой перфорированный диск 12 с проточкой на сетчатый цилиндр 13. Сборка и установка верхнего элемента 5 производится аналогичным образом и зажимается гайкой 3. К корпусу 1 для термостатирования жидкости приварен кожух 15 со штуцерами 16.

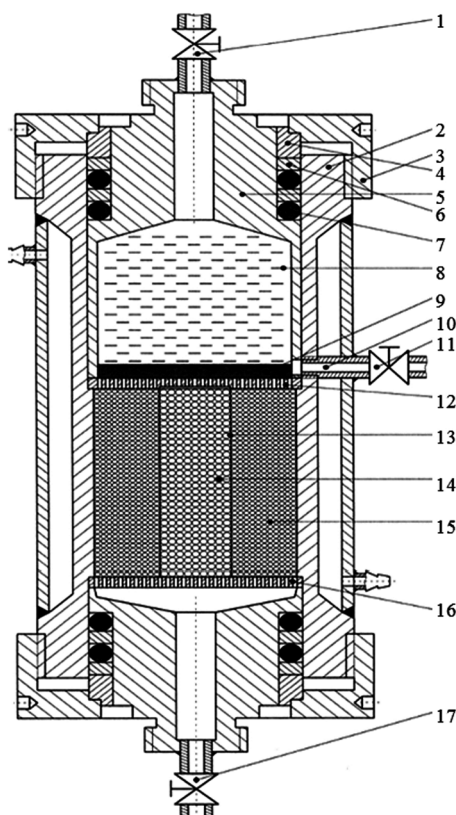


Рисунок 1 – Схема лабораторной установки

Для оценки проницаемости образца используется закон Дарси, согласно которому коэффициент проницаемости определяется по формуле:

$$k = \frac{4\mu/Q}{\pi d^2(P_1 - P_2)},$$

где μ – динамическая вязкость флюида, Па·с; d, l – диаметр и длина образца, м; P_1, P_2 – давление на входе и выходе соответственно, Па; Q – объемный расход жидкости в единицу времени, м³/с.

Исследования по изучению изменения проницаемости пористого образца проводятся в три этапа, в результате которых определяется:

- первоначальный коэффициент проницаемости пористого образца при фильтрации через него воды k_1 (естественная проницаемость образца);
- коэффициент проницаемости образца при фильтрации через него бурового раствора k_2 (кольтматация пористого образца);
- коэффициент проницаемости пористого образца после воздействия на него исследуемого кислотного раствора k_3 (декольтматация образца).

Таким образом, предложенная методика и установка для ее реализации позволяет подобрать эффективный кислотный состав с целью восстановления проницаемости ПЗП и повышения продуктивности эксплуатационных скважин.

Список литературы:

1. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 565 с.
2. Рогов Е.А. Выбор состава технологической жидкости для очистки призабойной пласта от глинистых образований // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 10. – С. 41–43.



3. Skalle P. Drilling Fluid Engineering. – Ventus, 2011. – 125 p.
4. Рогов Е.А. Восстановление проницаемости призабойной зоны пласта в открытом стволе скважины // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 17–21.
5. Рогов Е.А. Разработка методов оценки составов технологических жидкостей для разупрочнения глинистых образований при бурении скважин : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15 – М. : 2011. – 125 с.
6. Rogov E.A. Development of the composition of the process fluid to eliminate bit seizure // Journal of Mining Institute. – 2019. – V. 237. – P. 281–284.
7. Рогов Е.А. Выбор буферных жидкостей при цементировании газовых скважин // Газовая промышленность. – 2008. – № 2. – С. 54–56.
8. Рогов Е.А. Исследование эффективности воздействия комплексонов на восстановление проницаемости продуктивных горизонтов // Строительство скважин на суше и на море. – 2022. – № 10. – С. 48–52.
9. Патент РФ на полезную модель № 58709. Устройство для определения коэффициента трения фильтрационной корки / Рогов Е.А. Оpubл. 27.11.2006. Заявка № 2006124602/22 от 10.07.2006.
10. Рогов Е.А., Грачев В.В., Леонов Е.Г. Методика оперативной оценки эффективности составов жидкостей для разглинизации пористых образцов // Строительство скважин на суше и на море. – 1999. – № 1. – С. 29–32.
11. Патент РФ на полезную модель № 162266. Установка для формирования фильтрационных корок / Рогов Е.А., Солдаткин С.Г., Джафаров К.И. Оpubл. 10.06.2016. Заявка № 2015154019/05 от 16.12.2015.
12. Патент РФ на изобретение № 2680274. Установка для оценки смывающей способности буферной жидкости / Рогов Е.А. Оpubл. 19.02.2019. Заявка № 2018102671 от 23.01.2018.
13. Патент РФ на полезную модель № 96962. Установка для проведения исследований / Рогов Е.А. Оpubл. 20.08.2010. Заявка № 2010111972/22 от 29.03.2010.
14. Патент РФ на полезную модель № 132200. Устройство для проведения исследований фильтрационных процессов в породе пласта при глушении скважин / Е.А. Рогов, С.Г. Солдаткин, М.Ю. Барщев. Оpubл. 10.09.2013. Заявка № 2013118623/28 от 23.04.2013.
15. Патент РФ на изобретение № 2679936. Способ очистки призабойной зоны пласта от глинистых образований / Рогов Е.А. Оpubл. 14.02.2019. Заявка № 2018108337 от 06.03.2018.
16. Патент РФ на изобретение № 2617135. Способ очистки призабойной зоны пласта от глинистых образований / Рогов Е.А. Оpubл. 21.04.2017. Заявка № 2015155147 от 22.12.2015.
17. Патент РФ на изобретение № 2309175. Буферная жидкость / Леонов Е.Г. и др. Оpubл. 27.10.2007. Заявка № 2004137512/03 от 22.12.2004.
18. Разработка новой буферной жидкости для цементирования скважин / Е.А. Рогов [и др.] // Бурение и нефть. – 2003. – № 9. – С. 22–25.
19. Рогов Е.А. К вопросу ликвидации прихватов бурового инструмента на подземных хранилищах газа // Бурение и нефть – 2015. – № 1 – С. 46–48.
20. Патент РФ на изобретение № 2374296. Состав ванны для ликвидации прихвата трубных колонн / Рогов Е.А. Оpubл. 27.11.2009. Заявка № 2007125078/03 от 04.07.2007.
21. Рогов Е.А., Леонов Е.Г. Выбор состава ванн для ликвидации прихватов трубных колонн // Бурение и нефть. – 2003. – № 9. – С. 22–25.
22. Рогов Е.А. Ликвидация прихватов при бурении глинистых пород // Строительство скважин на суше и на море. – 2020. – № 6. – С. 14–17.
23. Патент РФ на изобретение № 2559267. Состав для обработки призабойной зоны пласта терригенных коллекторов / Рогов Е.А. Оpubл. 10.08.2015. Заявка № 2014125461/03 от 24.06.2014.
24. Рогов Е.А. Технологическая жидкость для обработки призабойной зоны пласта терригенных коллекторов на подземных хранилищах газа // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 34–36.
25. Рогов Е.А. Состав технологической жидкости для декольматации призабойной зоны пласта // Строительство скважин на суше и на море. – 2016. – № 6. – С. 38–40.

List of references:

1. Ivanov S.I. Intensification of oil and gas inflow to wells. – M. : LLC «Nedra–Business–Center», 2006. – 565 p.
2. Rogov E.A. The choice of process fluid composition for bottomhole formation cleaning from clay formations // Oilfield Business. – 2014. – № 10. – P. 41–43.
3. Skalle P. Drilling Fluid Engineering. – Ventus, 2011. – 125 p.
4. Rogov E.A. Restoration of permeability of bottomhole formation zone in an open wellbore // Oilfield Engineering. – 2015. – № 9. – P. 17–21.
5. Rogov E.A. Development of methods for assessing the composition of process fluids for loosening clay formations during drilling wells : Ph. D. in Technical Sciences: 25.00.15 – M. : 2011. – 125 p.



6. Rogov E.A. Development of the composition of the process fluid to eliminate bit seizure // Journal of Mining Institute. – 2019. – V. 237. – P. 281–284.
7. Rogov E.A. Selection of the buffer liquids at cementing of the gas wells // Gas Industry. – 2008. – № 2. – P. 54–56.
8. Rogov E.A. Study of complexon impact efficiency for recovery of productive horizons permeability // Construction of wells on land and at sea. – 2022. – № 10. – P. 48–52.
9. Patent of Russian Federation on useful model № 58709. Device for determination of the coefficient of fracture of the filtration crust / Rogov E.A. Published 27.11.2006. Application № 2006124602/22 dated 10.07.2006.
10. Rogov E.A., Grachev V.V., Leonov E.G. Method of operative evaluation of efficiency of compositions of liquids for deglazing of porous samples // Construction of wells on land and at sea. – 1999. – № 1. – P. 29–32.
11. Russian patent for a useful model No.162266. Installation for the formation of filtration cakes / E.A. Rogov, S.G. Soldatkin, K.I. Dzhafarov. 10.06.2016. Application no. 2015154019/05 of 16.12.2015.
12. Patent of the Russian Federation for the invention No. 2680274. Installation for evaluation of flushing ability of buffer liquid / Rogov E.A. Opubl. 19.02.2019. Application No. 2018102671 of 23.01.2018.
13. Patent of the Russian Federation for a useful model No. 96962. Installation for research / Rogov E.A. Opubl. 20.08.2010. Application №2010111972/22 from 29.03.2010.
14. Patent of the Russian Federation for a useful model No. 132200. Device for conducting research of filtration processes in formation rock during killing of wells / E.A. Rogov, S.G. Soldatkin, M.Yu. Published on 10.09.2013. Application № 2013118623/28 of 23.04.2013.
15. Patent of the Russian Federation for the invention No. 2679936. Method of cleaning the bottom-hole formation zone from clay formations / Rogov E.A. Opubl. 14.02.2019. Application No. 2018108337 of 06.03.2018.
16. Patent of the Russian Federation for the invention № 2617135. Method of bottom-hole formation cleaning from clay formations / Rogov E.A. Opubl. 21.04.2017. Application No. 2015155147 of 22.12.2015.
17. Patent of the Russian Federation for the invention № 2309175. Buffer liquid / Leonov E.G. et al. Opubl. 27.10.2007. Application № 2004137512/03 of 22.12.2004.
18. Development of new buffer liquid for well cementing / E.A. Rogov [et al] // Drilling and oil. – 2003. – № 9. – P. 22–25.
19. Rogov E.A. To the elimination of stuck drilling tools at underground gas storages // Drilling and Oil – 2015. – № 1 – P. 46–48.
20. Patent of the Russian Federation for the invention No. 2374296. Bath composition to eliminate stuck pipe strings / E.A. Rogov. 27.11.2009. Application № 2007125078/03 from 04.07.2007.
21. Rogov E.A., Leonov E.G. The choice of bath composition for liquidation of stuck pipe strings // Drilling and Oil. – 2003. – № 9. – P. 22–25.
22. Rogov E.A. Liquidation of Catch-Ups while Drilling of Clayey Rocks // Well Construction on Land and at Sea. – 2020. – № 6. – P. 14–17.
23. The patent of the Russian Federation № 2559267. Composition for treatment of bottomhole formation zone of terrigenous reservoirs / E.A. Rogov. 10.08.2015. Application № 2014125461/03 of 24.06.2014.
24. Rogov E.A. Process fluid for treatment of the bottomhole zone of terrigenous reservoirs in underground gas storages // Neftepromyshlennoe Delo. – 2016. – № 5. – P. 34–36.
25. Rogov E.A. Composition of technological fluid for bottomhole formation zone decolmatization // Construction of wells on land and at sea. – 2016. – № 6. – P. 38–40.