

МЕТОДИКА РАСЧЕТА СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ТЕРРИГЕННОГО ПЛАСТА

И.В. Бузанов

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кислотные обработки, наряду с гидроразрывом пласта (ГРП), являются основным видом геолого-технических мероприятий (ГТМ), проводимых на эксплуатационном фонде скважин. Длительная эксплуатация скважин в неоднородных терригенных коллекторах приводит к образованию промытых высокопроницаемых каналов. При обработке призабойной зоны перфорированной части пласта воздействие кислотой происходит в основной массе промытого наиболее проницаемого интервала. Остальная перфорированная часть пласта остается без кислотного воздействия. В последнее время при освоении и вводе скважин в эксплуатацию все чаще используют способы воздействия на продуктивные нефтегазоконденсатные пласты, которые раньше относились к методам интенсификации притока.

Одним из таких способов является кислотная обработка (КО) скважин, которая проводится после глушения или бурения скважин.

Цель обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) – устранение ее загрязнений, способных происходить вследствие фильтрации тампонажных составов при цементации обсадных колонн, фильтрации бурового раствора (БР) и его фильтрата в продуктивный пласт в процессе первичного вскрытия, при работах, связанных со вторичным вскрытием пласта, а также фильтрации жидкостей глушения при проведении ремонтных работ [2].

Существуют различные виды кислотных растворов, находящихся свое применение при разработке месторождений и эксплуатации скважин. Для примера представлено несколько из них [3]:

«КС-Т» – водный раствор неорганических кислот с добавлением катионных (гидрофобизатора, ингибитора коррозии) и неионогенных ПАВ, а также многоатомных спиртов. Предполагаемое применение при нефтедобыче связано с глубокой обработкой ПЗП добывающих и нагнетательных скважин с целью интенсификации добычи нефти либо увеличения приёмистости. Рекомендуется данная композиция для использования при обработке терригенных и заглинизированных коллекторов.

«КС-К» – смесь катионных и неионогенных ПАВ, многоатомных спиртов, соляной кислоты и ингибитора коррозии. Рекомендуется данная композиция для применения при обработке ПЗП добывающих и нагнетательных скважин карбонатного коллектора.

Кислота ингибированная соляная – предназначена для кислотной обработки скважин с целью повышения газо- и нефтеотдачи и увеличения приёмистости нагнетательных скважин на карбонатных коллекторах.

Кислота фтористоводородная – используется для кислотной обработки скважин с целью повышения газо- и нефтеотдачи и увеличения приёмистости нагнетательных скважин на терригенных коллекторах.

В данной работе предлагается рассмотреть существующую методику расчета соляной кислоты для соответствующей обработки пласта.

Методы увеличения производительности скважин играют сегодня существенную роль. Проектирование солянокислотной обработки сводится к выбору концентрации кислотного раствора, устанавливаемой экспериментально, а также к расчету необходимого количества товарной кислоты и химических реагентов. Норма расхода кислотного раствора V_p составляет 1-1,2 м³ на один метр обрабатываемой толщины пласта. Тогда объем кислотного раствора рассчитывается по формуле:

$$V_p = v_p \times h, \quad (1)$$

где h – обрабатываемый кислотным раствором интервал продуктивного пласта, м.

1. Объем товарной кислоты (в м³).

$$V_k = \frac{V_p \times X_p \times (5.09 \times X_p + 999)}{X_k \times (5.09 \times X_k + 999)}, \quad (2)$$

где X_p, X_k – соответственно объемные доли (концентрации) кислотного раствора и товарной кислоты, % [1].

Если в процессе хранения и транспорта концентрация кислоты изменяется, то с учетом этого изменения объем товарной кислоты (в м³) V_k^1 рассчитывают по формуле:

$$V_k^1 = \frac{V_p \times 5.09 \times X_p \times (5.09 \times X_p + 999)}{\rho_{k15} \times (\rho_{k15} - 999)}, \quad (3)$$

где ρ_{k15} – плотность товарной кислоты при 150 С, кг/м³.

$$\rho_{k15} = \rho_{kt} + (2,07 \times 10^{-3} \times \rho_{kt} - 2,5) \times (t - 15), \quad (4)$$

где ρ_{kt} – плотность кислоты при температуре t .

В качестве химических реагентов при солянокислотной обработке используют стабилизаторы (замедлители реакции), ингибиторы коррозии и интенсификаторы [4].

Как правило, в технической соляной кислоте содержится до 0,4 % серной кислоты, которую нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого G_{x6} рассчитывают по формуле (кг):

$$G_{x6} = 21.3 \times V_p \times \left(a \times \frac{x_p}{x_k} - 0,02 \right), \quad (5)$$

где a – объемная доля серной кислоты в товарной кислоте, % ($a = 0,4$ %).

2. Объем хлористого бария

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

$$V_{x6} = \frac{G_{x6}}{\rho_{x6}}, \quad (6)$$

где ρ_{x6} – плотность раствора хлористого бария, кг/м³ ($\rho_{x6} = 4000$ кг/м³). В качестве стабилизатора используют уксусную кислоту, объем которой рассчитывают по формуле:

$$V_{yk} = \frac{\sigma_{yk} \times V_p}{C_{yk}}, \quad (7)$$

где σ_{yk} – норма добавки 100%-ной уксусной кислоты ($\sigma_{yk} = 3$ %), C_{yk} – объемная доля товарной уксусной кислоты ($C_{yk} = 80$ %).

3. Объем ингибитора

$$V_u = \frac{b_u \times V_p}{C_u}, \quad (8)$$

где b_u – норма добавки ингибитора, %. Если в качестве ингибитора используют реагент В-2, то $b_u = 0,2$; C_u – объемная доля товарного ингибитора, % ($C_u = 100$ %).

4. Объем интенсификатора

$$V_{ин} = \frac{b_{ин} \times V_p}{100}, \quad (9)$$

где $b_{ин}$ – норма добавки интенсификатора, %. Если в качестве интенсификатора используют Марвелан-К, то $b_{ин} = 0,3$ %.

5. Объем воды для приготовления кислотного раствора

$$V_v = V_p - V_k - (V_{x6} + V_{yk} + V_u + V_{ин}), \quad (10)$$

где $V_{ин}$ – объем интенсификатора, V_p – объем кислотного раствора, V_k – объем товарной кислоты, V_{x6} – объем хлористого бария, V_{yk} – объем уксусной кислоты, V_u – объем ингибитора [1].

Порядок приготовления кислотного раствора следующий: наливают в емкость воду, добавляют к воде расчетные объемы ингибитора, уксусной кислоты, а затем расчетное количество товарной соляной кислоты, тщательно перемешивая. Затем добавляют хлористый барий и интенсификатор. Раствор перемешивают и оставляют для реакции и осветления. Схема установки необходимого оборудования показана на рисунке.

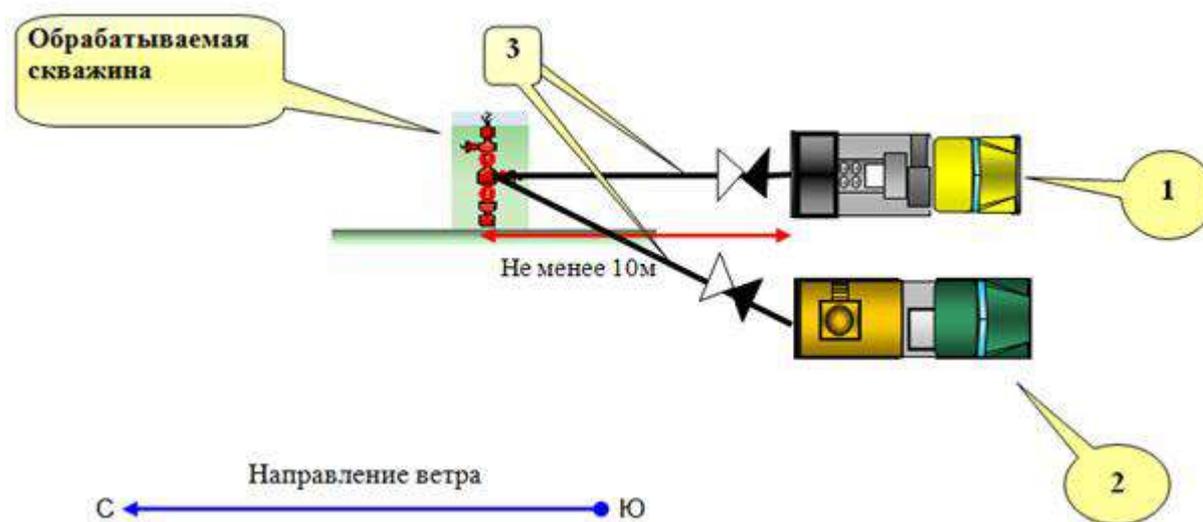


Рис. Схема установки оборудования для проведения кислотных обработок: 1. Агрегат ЦА-320; 2. Емкость 10 м³ (для приготовления соляной кислоты); 3. Емкость 20 м³ (для жидкости глушения) [3]

Литература

1. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.
2. Оптимизация проектирования большеобъемных селективных кислотных обработок карбонатных коллекторов / Г.Т. Булгакова, Р.Я. Харисов, А.Р. Шарифуллин, А.В. Пестриков // Территория Нефтегаз, 2010. – № 11. – С. 39-43.
3. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе / Л.А. Магадова, З.Р. Давлетов, М.Д. Пахомов, М.К. Мурзатаева, В.Ю. Дингес. – М., 2012. – 51 с.
4. Ягафаров А.К., Курамшин Р.М., Демичев С.С. Интенсификация притоков нефти на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Изд-во «Слово», 2000. – 224 с.