

СОЛЯНО-КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

ОБРАБОТКА СКВАЖИН СОЛЯНОЙ КИСЛОТОЙ

Обработка скважин соляной кислотой нашла наиболее широкое распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий. В нефтесодержащих породах нередко присутствуют в тех или иных количествах известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества. Такие породы соляная кислота хорошо растворяет.

Однако в кислоте всегда присутствуют примеси, которые при взаимодействии с ней могут образовать не растворимые в растворе нейтрализованной кислоты осадки. Выпадение этих осадков в порах пласта снижает проницаемость ПЗС.

К числу таких примесей относятся следующие.

1. Хлорное железо (FeCl_3).
2. Серная кислота (H_2SO_4).
3. Фтористый водород и фосфорная кислота.
4. Некоторые реагенты, вводимые в раствор кислоты в качестве антикоррозионных добавок.

ОБРАБОТКА СКВАЖИН СОЛЯНОЙ КИСЛОТОЙ

Для обработки скважин обычно готовится раствор соляной кислоты с содержанием чистой HCL в пределах 10 - 15%, так как при большом ее содержании нейтрализованный раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пор пласта. К раствору HCL добавляют следующие реагенты:

1. Ингибиторы - вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HCL транспортируют, перекачивают и хранят. Обычно ингибиторы добавляются в количестве до 1 % в зависимости от типа ингибитора и его исходной концентрации. В качестве ингибиторов используют: формалин (0,6%), снижающий коррозионную активность в 7 - 8 раз; уникол - липкую темно-коричневую жидкость (например, уникол ПБ-5) (0,25 - 0,5%), снижающую коррозионную активность в 30 - 42 раза.

2. Интенсификаторы - поверхностно-активные вещества (ПАВ), снижающие в 3 - 5 раз поверхностное натяжение на границе нефти - нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты.

3. Стабилизаторы - вещества для удерживания в растворенном состоянии продуктов реакции, примесей раствора HCL с железом, цементом и песчаниками, а также для удаления из раствора соляной кислоты вредной примеси серной кислоты и превращения ее в растворимую соль бария.

ОБРАБОТКА СКВАЖИН СОЛЯНОЙ КИСЛОТОЙ

Основные признаки, определяющие необходимость проведения работ по улучшению фильтрационной характеристики ПЗП:

- снижение проницаемости пласта в призабойной зоне скважины по отношению к данным предшествующих исследований;
 - положительное значение скин-эффекта и значительные потери давления на его преодоление;
 - снижение дебита скважины в сравнении с прогнозом;
 - значительное снижение коэффициента продуктивности скважины по отношению к окружающим ее скважинам;
 - низкий охват пласта отбором по его толщине.
- Необходимость и очередность проведения обработок скважин определяют по количественным показателям основных параметров пласта и скважины, оцененных по инструментальным замерам и формулам, а также согласно кривых восстановления давления.

ОБОРУДОВАНИЕ

- Насосный агрегат типа ЦА-320 в случае отсутствия кислотного агрегата.
- Кислотный агрегат АЗИНМАШ-30А - смонтированный на шасси вездеходного автомобиля КРАЗ-257 или другого мощного автомобиля. Агрегат оснащен цистерной, трехплунжерным насосом типа 2НК-500; насос обеспечивает подачу от 1,03 до 12,2 л/с при давлениях закачки 5,0-7,6 МПа.
- Автоцистерна типа АЦН для подвоза технической воды.
- Осреднительная емкость.



ОБОРУДОВАНИЕ

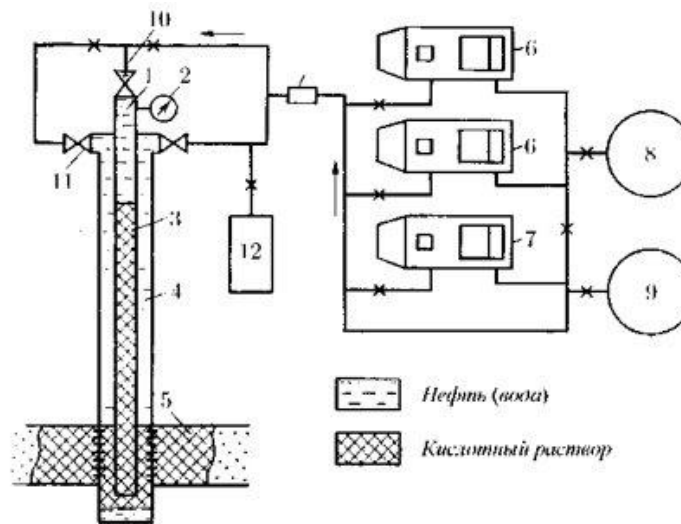


Схема размещения оборудования при кислотной обработке скважины. Обратный клапан 10 - предназначен для предотвращения излива кислотного раствора из скважины при вынужденных остановках насосов, связанных с пропусками в системе, отказом насосных агрегатов и т.д. После заполнения скважины водой или нефтью, промывки и опрессовки системы, при открытом межтрубном пространстве и устьевой задвижке 10 через устьевую арматуру 1 через НКТ начинают закачивать в скважину кислотный раствор насосными агрегатами 6 из емкости 8. Закачку раствора ведут до тех пор, пока первые порции кислотного раствора не дойдут до забоя. После этого закрывают задвижку межтрубного пространства 11 и в скважину закачивают расчетное количество кислотного раствора с продавкой его в призабойную зону пласта 5. Затем насосные агрегаты 6 останавливают и насосным агрегатом 7 задавливают кислотный раствор из НКТ в пласт продавочной жидкостью из емкости 9.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ СКО

На первом этапе перед закачкой основных кислотных реагентов следует забой скважины очистить от песчаной пробки, грязи, глинистого раствора, парафино-смолистых и асфальтовых отложений, затем произвести закачку оторочки углеводородного растворителя для растворения АСПО, сформировавшихся в ПЗП скважин.

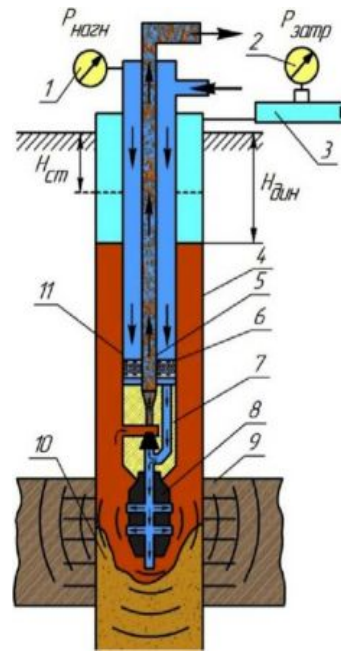


Рисунок 1 – Схема внутрискважинного оборудования для проведения работ по циклической кислотной интенсификации дебита скважин с одновременной откачкой песка, продуктов коррозии, кольматанта из ствола скважины:
1, 2 – манометр; 3 – уровнемер; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – внутренняя колонна НКТ; 6 – фильтр;
7 – струйный насос; 8 – ротационный гидравлический вибратор; 9 – пласт; 10 – пробка; 11 – внешняя колонна НКТ

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ СКО

На втором этапе обработки планируется закачка кислотосодержащих эмульсий с внутренней углеводородной фазой. При их закачке создаются условия для повышения охвата ПЗП воздействием по толщине и глубине, равномерного продвижения растворителя без их быстрой диффузии по радиусу проникновения, предотвращению преждевременного осаждения диспергированных кольматантов, а также снижается скорость коррозии подземного оборудования.

Третьим этапом является закачка непосредственно соляной кислоты 10 %-ной концентрации с ингибитором коррозии, лимонной кислотой в качестве стабилизатора. Закачка кислотных реагентов осуществляется циклически, 3–7 циклов закачки и отбора продуктов реакции. Для увеличения охвата пласта по толщине и глубине, увеличения равномерности обработки, улучшения условий удаления механических нерастворенных частиц кольматанта из пористого пласта используется разработанный струйный насос, спускаемый на двухтрубном ряду насоснокомпрессорных труб.