

Реферат по основам нефтегазового дела

Тема: « Кислотные обработки скважин»

Работу выполнил (а):

2023 г.

Содержание

Введение.....	3
1. Кислотные ванны.....	5
2.1 Пенокислотные обработки скважин.....	6
2.2 .Кислотная обработка под давлением.....	8
Заключение.....	10
Список литературы.....	11

Введение

Производительность нефтяных и газовых скважин и поглотительная способность нагнетательных зависят главным образом от проницаемости пород, складывающих продуктивный пласт. Чем выше проницаемость пород в зоне действия той или иной скважины, тем больше производительность или приемистость ее, и наоборот.

Проницаемость пород одного и того же пласта может резко изменяться в различных его зонах или участках. Иногда при общей хорошей проницаемости пород пласта отдельные скважины вскрывают зоны с пониженной проницаемостью, в результате чего ухудшается приток нефти и газа к ним.

Естественная проницаемость пород под влиянием тех или иных причин также может с течением времени ухудшаться. Так, при закачивании скважин бурением призабойные зоны их часто загрязняются отфильтровавшимся глинистым раствором, что приводит к закупорке пор пласта и снижению естественной проницаемости пород.

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость пород в призабойной зоне может резко ухудшиться из-за закупорки пор парафинистыми и смолистыми отложениями, а также глинистыми частицами.

Призабойная зона нагнетательных скважин загрязняется различными механическими примесями, имеющимися в закачиваемой воде (ил, глина, окислы железа и т. п.).

Проницаемость пород призабойной зоны скважин улучшают путем искусственного увеличения числа и размеров дренажных каналов, увеличения трещиноватости пород, а также путем удаления парафина, смол и грязи, осевших на стенках поровых каналов.

Методы увеличения проницаемости пород призабойных зон скважин можно условно разделить на химические, механические, тепловые и физические. Часто для получения лучших результатов эти методы применяют в сочетании друг с другом или последовательно.[2]

Выбор метода воздействия на призабойную зону скважин определяется пластовыми условиями. Химические методы воздействия дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах. Их успешно применяют также в цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные включения и карбонатные цементирующие вещества.

Механические методы обработки применяют обычно в пластах, сложенных плотными породами, с целью увеличения их трещиноватости.

Тепловые методы воздействия применяются для удаления со стенок поровых каналов парафина и смол, а также для интенсификации химических методов обработки призабойных зон.

Физические методы предназначены для удаления из призабойной зоны скважины остаточной воды и твердых мелкодисперсных частиц, что в конечном итоге увеличивает проницаемость пород для нефти.[1]

1. Кислотные ванны

Кислотные ванны — наиболее простые кислотные обработки и предназначены для очистки стенок скважины и забоя от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т. д. Такая очистка способствует увеличению зоны охвата пород раствором кислоты и предупреждает образование отложений в порах пород при последующих обработках.

Кислотные ванны в основном устанавливают в скважинах, в которых продуктивный пласт не закреплен обсадной колонной, т. е. в скважинах с открытым стволом. Рекомендуемая концентрация соляной кислоты составляет 15—20%. Если кислотные ванны устанавливают в обсаженных скважинах, то концентрация кислоты не должна превышать 12%. Объем раствора для установки кислотной ванны определяют исходя из полного перекрытия обрабатываемого интервала от подошвы до кровли.

2.1 Пенокислотные обработки скважин

Для наиболее дальнего проникновения соляной кислоты в глубь пласта, что повышает эффективность обработок, за последнее время все большее применение находят пенокислотные обработки скважин.

Сущность этого способа заключается в том, что в призабойную зону пласта вводится не обычная кислота, а азрированный раствор поверхностно-активных веществ в соляной кислоте в виде пены.

Применение кислотных пен имеет следующие преимущества перед обычной кислотной обработкой:

- 1) замедляется растворение карбонатного материала в кислотной пене, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт; в результате этого приобщаются к дренированию удаленные от скважины участки пласта, ранее недостаточно или совершенно не охваченные процессом фильтрации;
- 2) малая плотность кислотных пен ($400\text{—}800\text{ кг/м}^3$) и их повышенная вязкость позволяют существенно увеличить охват воздействием кислоты всей вскрытой продуктивной мощности пласта; это как бы включает в себя преимущества, достигаемые при поинтервальных кислотных обработках, что особенно важно при больших продуктивных мощностях пласта и пониженных пластовых давлениях;
- 3) улучшаются условия очистки призабойной зоны пласта от продуктов реакции: присутствие поверхностно-активных веществ снижает поверхностное натяжение как активной, так и отреагировавшей кислоты на границе с нефтью, а наличие сжатого воздуха в отреагировавшем растворе, расширяющегося во много раз

при освоении скважин (при снижении забойного давления), улучшает условия и качество освоения.

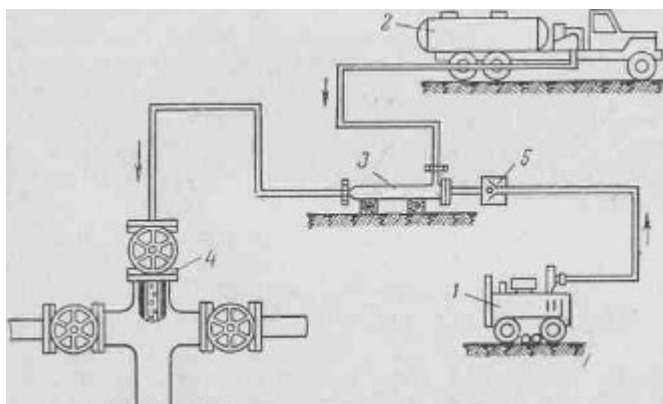
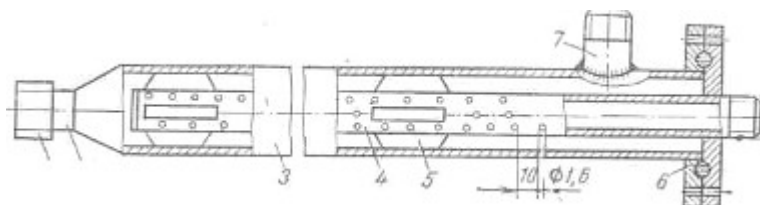


Рис.3.5 Схема обвязки оборудования при обработке скважин пенами.

1-компрессор; 2 - кислотный агрегат; 3 - аэратор; 4 — крестовина; 5 — обратный клапан



Поверхностное оборудование для закачки в скважину кислотных пен состоит из кислотного агрегата, передвижного компрессора и смесителя-аэратора. В аэраторе происходит перемешивание раствора кислоты с воздухом и образование пены.

Рис. 3.6 Аэратор.

1 - гайка под трубы; 2 - переводник; 3 - корпус; 4 - труба для воздуха;

5 - центратор; 6 - фланец с прокладкой; 7- труба для кислотного раствора

2.2 .Кислотная обработка под давлением

Для устранения недостатка, связанного со слоистой неоднородностью пласта, применяют кислотные обработки под повышенным давлением. При этом четко выраженные высокопроницаемые прослои изолируются пакерами или предварительной закачкой в эти прослои буфера - высоковязкой эмульсии типа кислота в нефти. Таким способом при последующей закачке кислотного раствора можно значительно увеличить охват пласта по толщине воздействием кислоты.

Сначала на скважине проводятся обычные подготовительные мероприятия: удаление забойных пробок, парафиновых отложений, изоляция обводнившихся прослоев или создание на забое столба тяжелой жидкости в пределах обводнившегося низа скважины. Обычно перед проведением СКО под давлением продуктивный пласт изучается для выявления местоположения поглощающих прослоев и их толщины. Для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта на НКТ устанавливают пакер с якорем. Для изоляции или для снижения поглотительной способности высокопроницаемых прослоев в пласт нагнетают эмульсию.

Эмульсию приготавливают прокачкой смеси 10 - 12%-ного раствора HCL и нефти центробежным насосом из одной емкости в другую. К легким нефтям добавляют присадки с эмульгирующими свойствами, например окисленный мазут, кислый газойль. ГрозНИИ рекомендует добавлять амины, диаминдиолеат и другие вещества.

Эмульсия обычно составляется из 70 % по объему раствора HCL и 30 % нефти. В зависимости от способа и времени перемешивания можно получить эмульсии различной вязкости, вплоть до 10 Па·с. При продолжительном перемешивании достигается большая дисперсность эмульсии и увеличение ее вязкости. Объемы нефтекислотной закачки в вязкой эмульсии для проницаемые прослои определяются объемом пор пласта в пределах предполагаемого радиуса закачки **R**, толщиной проницаемых прослоев **h** и их пористостью **m** по формуле

$$V_э = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m$$

Обычно на 1 м толщины высокопроницаемого прослоя необходимо 1,5 - 2,5 м³ эмульсии. Рабочий раствор закачивается в тех же объемах, что и при простых СКО. Эмульсия в объеме НКТ и подпакерного пространства закачивается при открытом затрубном пространстве и негерметизированном пакере.

Затем спущенным на НКТ пакером герметизируют кольцевое пространство, и в пласт закачивается оставшийся объем эмульсии под меньшим давлением. После эмульсии закачивается рабочий раствор HCL объемом, равным внутреннему объему НКТ, также при умеренном давлении, а по достижении кислотой башмака НКТ закачка продолжается на максимальных скоростях для создания на забое необходимого давления. После рабочего раствора HCL без снижения скорости закачивается продавочная жидкость объемом равным объему НКТ и подпакерного пространства. Время выдержки раствора для полной нейтрализации такое же, как и при простых СКО. После выдержки пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию.

Заключение

Кислотная обработка скважин заключается в заливке или закачке в скважину и продавливании в приствольную зону водоносного или нефтеносного пласта жидкостью или воздухом под давлением (допускаемым прочностью обсадной колонны скважины) ингибированных кислотосодержащих растворов на основе соляной, фтористоводородной, уксусной и сульфаминовой к-т или их смесей. Пласты, сложенные карбонатными породами, обрабатывают водным раствором 12-15%-ной соляной к-ты с добавками 3-5% уксусной к-ты, 0,1-0,5% поверхностно-активных веществ или 15-20%-ным водным раствором сульфаминовой к-ты. Обработка песчано-глинистых пластов проводится тем же солянокислым раствором с добавкой 2-3% фтористоводородной к-ты.

На время взаимодействия кислотного раствора с породой скважину герметизируют клапанной задвижкой в устьях, пакером или одинарным тампоном в призабойном интервале. Время реагирования кислотного раствора при обработке карбонатных пластов 2-3 ч, песчано-глинистых - 24 ч. Объем кислотного раствора на 1 м толщины обрабатываемого нефтеносного пласта 0,5-2,5 м³ и зависит от радиуса обработки приствольной зоны скважины и проницаемости пласта, в слабопроницаемых пластах - 0,5-1,0 м³, в сильнопроницаемых пластах - 1,0-2,5 м³. Если осадки на стенке скважины содержат не только минеральные, но и органич. вещества, то после промывки её соляной к-той фильтр повторно

обрабатывается в течение 12-18 ч органич. растворителями (керосин, дизельное топливо), после чего проводится контрольная откачка пластовой жидкости.

Список литературы

1. Справочная книга по добыче нефти. Под ред. Ш.К. Гиматудинова.-М. Недра, 1974.-700с.
2. Н.А. Сидоров. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. - М. Недра,1982.-376с.
3. В.И.Щуров Технология и техника добычи нефти.-М.Недра,1983.- 511с.
4. И.Д. Амелин, Р.С. Андриасов и др. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений. М. Недра,1978- 356 с.