ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВО КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

Азизова Дилором Гайратовна
Доцент Каршинского Государственного Технического Университета
E-mail: azizovadilorom1972@gmail.com

Аннотация: В этой статье приведены физико-химические основы кислотного воздействия на призабойную зону, включают растворение карбонатных пород и других отложений, ухудшающих проницаемость пласта, путем применения кислотных реагентов, таких как соляная кислота, для увеличения продуктивности скважины. Процесс включает закачку кислоты в ПЗС для химической реакции с породой и отложениями, что приводит к расширению каналов и улучшению фильтрации нефти.

Ключевые слова: воздействия на призабойную зону, физико-химические основы кислотного воздействия, применения уксусного, сульфаминового, фтористоводородного.

Annotatsiya: Ushbu maqola quduq qudug'iga yaqin zonani kislota bilan ishlov berishning fizik-kimyoviy tamoyillari, jumladan, quduq mahsuldorligini oshirish uchun xlorid kislotasi kabi kislotali reagentlar yordamida qatlam o'tkazuvchanligini buzadigan karbonat tog' jinslari va boshqa konlarni eritish bilan bog'liq. Jarayon quduq zonasiga kislotani quyish va tosh va cho'kindi moddalar bilan kimyoviy reaksiyaga kirishishni o'z ichiga oladi, bu esa kanalning kengayishiga va neft filtratsiyasining yaxshilanishiga olib keladi.

Kalit so'zlar: quduq zonasiga ta'siri, kislota ta'sirining fizik-kimyoviy tamoyillari, sirka, sulfamik, gidroftoriklardan foydalanish.

Annotation: This article presents the physicochemical principles of acid treatment of the near-wellbore zone, including the dissolution of carbonate rocks and other deposits that impair formation permeability by using acidic reagents such as hydrochloric acid to increase well productivity. The process involves injecting acid into the wellbore to chemically react with the rock and sediment, causing the channels to widen and improve oil filtration.

Key words: impact on the bottomhole zone, physical and chemical bases of acid impact, use of acetic, sulfamic, hydrofluoric.

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.

ISSN 3030-3907

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.

Физико-химические свойства при кислотном воздействии на призабойную зону скважин проявляются в способности кислот растворять карбонатные породы и глинистые минералы, образуя фильтрационные каналы и увеличивая проницаемость пласта. Это приводит к снижению фильтрационного сопротивления, очистке пор от загрязнений (парафинов, смол) и, как следствие, к интенсификации притока флюида из пласта в скважину.

Методы воздействия на призабойную зону скважин. 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 сцементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные включения и карбонатные цементирующие вещества.

ISSN 3030-3907

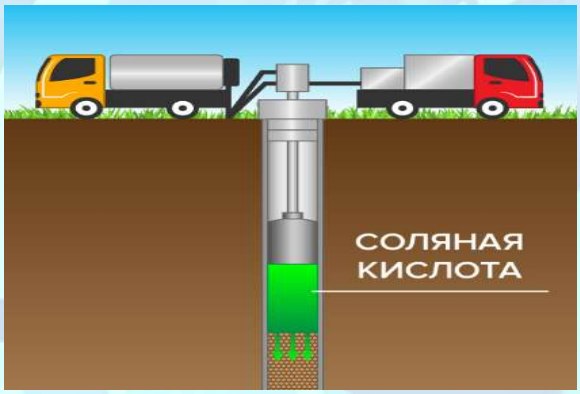
Механические методы обработки применяют обычно в пластах, сложенных плотными породами, с целью увеличения их трещиноватости.

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

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

Физико-химические свойство кислотной обработки воздействия на призабойную зону. Одним из распространенных способов обработки ПЗС является применение соляной кислоты.

Обработка скважин соляной кислотой характеризуется сравнительной простотой технологических операций, дешевизной и достаточной эффективностью.



Кислотное воздействие на пласт производится с целью восстановления и увеличения продуктивности скважин в случае, если продуктивность ограничена состоянием ствола скважины, перфорационных каналов и призабойной зоны. Кислотные воздействия различаются по глубине (объему воздействия) и технологии.

Физико-химические основы кислотного воздействия на призабойную зону, включают растворение карбонатных пород и других отложений, ухудшающих проницаемость пласта, путем применения кислотных реагентов, таких как соляная кислота, для увеличения продуктивности скважины. Процесс включает закачку кислоты в ПЗС для химической реакции с породой и отложениями, что приводит к расширению каналов и улучшению фильтрации нефти.

При закачке водных растворов соляной кислоты в породу происходит растворение карбонатных породообразующих минералов, а также различных привнесенных в пласт загрязняющих частиц.

При закачке водных растворов соляной кислоты в породу происходит растворение карбонатных породообразующих минералов, а также различных привнесенных в пласт загрязняющих частиц.

Кроме соляной кислоты при химических методах воздействия можно применять уксусную, сульфаминовую, фтористоводородную и другие

ISSN 3030-3907

кислоты. Взаимодействие растворов кислот с составляющими порода происходит по следующим реакциям:

1) раствор соляной кислоты с известняком и с доломитом

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2;$$

$$CaMg\ (CO_3)_2 + 4HCл = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2;$$

2) раствор уксусной кислоты с карбонатными составляющими породы

$$CaCO_3 + 2CH_3COOH = Ca(CH_3COO)_2 + H_2O + CO_2;$$

3) раствор сульфаминовой кислотой с карбонатными составляющими

$$CaCO_3 + 2H_2CO_3 = Ca(H_2CO_3)_2 + H_2O + CO_2.$$

Хлористый кальций ($CaC1_2$) и хлористый магний ($MgCl_2$) — это соли, хорошо растворимые в воде — носителе кислоты, образующейся в результате реакции. Углекислый газ (CO_2) также легко удаляется из скважины либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в той же воде.

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 ($FeC1_3$), образующееся в результате гидролиза гидрата окиси железа [$Fe(OH)_3$], выпадающего в виде объемистого осадка.

2. Серная кислота X_4CO_2 в растворе при ее взаимодействии с хлористым кальцием $CaC1_2$ образует гипс ($CaCO_4$* $2H_2O$), который удерживается в растворе лишь в незначительных количествах. Основная масса гипса выпадает в осадок в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов.

3. Некоторые реагенты, вводимые в раствор кислоты в качестве антикоррозионных добавок (например, ингибитор ПБ-5).

4. Фтористый водород и фосфорная кислота, которые при некоторых технологических схемах производства соляной кислоты в ней присутствуют и при реагировании с карбонатами образуют в пласте нерастворимые осадки фтористого кальция (CaF_2) и фосфорнокислого кальция ($Ca_3(PO_4)_2$).

Для обработки скважин обычно готовится раствор соляной кислоты с содержанием чистой $HC1$ в пределах 10—15%, так как при большом ее содержании нейтрализованный раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пор пласта. Температура замерзания 15%-ного раствора $HC1$ равна минус 32,8 °С.

Рецептуру приготовления раствора отрабатывают либо в промысловых лабораториях, либо в исследовательских институтах.

ISSN 3030-3907

К раствору *HC1* добавляют следующие реагенты:

1. *Ингибиторы* — вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HC1 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.

Для высоких температур и давлений разработан ингибитор — реагент *И-1-А* (0,4%) в смеси с уротропином (0,8%), снижающий коррозионную активность (при т = 87 °С и р = 38 МПа) до 20 раз. Ингибитор катапин А считается одним из лучших. При дозировке 0,1 % от объема рабочего кислотного раствора он в 55—65 раз снижает коррозионную активность раствора, при 0,025% (0,25 кг на 1 $м^3$ раствора)—в 45 раз. Однако его защитные свойства сильно ухудшаются при высоких температурах. Поэтому при т = 80—100 °С его дозировка увеличивается до 0,2 % с добавкой 0,2 % уротропина. Кроме того, катапин А является хорошим катионоактивным ПАВ.

Имеются и другие реагенты, используемые для снижения коррозионной активности раствора *HC1*.

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. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Некоторые ингибиторы, такие как катании А, катамин А, мервелан К (0), одновременно выполняют роль интенсификаторов, так как являются и активными ПАВ. В качестве интенсификаторов используют также такие ПАВ, как ОП-10, ОП-7, 44—11, 44—22 и ряд других. Учитывая потерю ПАВ на поверхности породы в результате абсорбции в головной части нагнетаемого раствора *HC1*, концентрацию реагента увеличивают примерно в 2—3 раза.

3. *Стабилизаторы* — вещества, необходимые для удерживания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции примесей раствора HC1 с железом, цементом и песчаниками, а также для удаления из раствора соляной кислоты вредной примеси серной кислоты и превращения ее в растворимую соль бария

ISSN 3030-3907

$$H_2CO_4 + BaCl_2 = BaCO_4 + 2HCl.$$

В этом случае раствор HC1 перед закачкой в скважину обрабатывают раствором хлористого бария ($BaCl_2$). Образующийся сернокислый барий ($BaCO_4$) легко удерживается в растворе и удаляется из пор пласта в жидком состоянии вместе с другими продуктами реакции.[4]

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 кислот или их смесей. Пласты, сложенные карбонатными породами, обрабатывают водным раствором 12-15% ной соляной кислоты с добавками 3-5% уксусной кислоты, 0,1-0,5% поверхностно-активных веществ или 15-20% ным водным раствором сульфаминовой кислоты. Обработка песчано-глинистых пластов проводится тем же солянокислым раствором с добавкой 2-3% фтористоводородной кислоты.

Во 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. Объём кислотного раствора на 1 м толщины обрабатываемого нефтеносного пласта 0,5-2,5 $м^3$ и зависит от радиуса обработки приствольной зоны скважины и проницаемости пласта, в слабопроницаемых пластах — 0,5-1,0 $м^3$, в сильнопроницаемых пластах — 1,0-2,5 $м^3$. Если осадки на стенке скважины содержат не только минеральные, но и органич. вещества, то после промывки её соляной кислотой фильтр повторно обрабатывается в течение 12-18 ч органич. растворителями (керосин, дизельное топливо), после чего проводится контрольная откачка пластовой жидкости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочная книга по добыче нефти. В.В.Андреев, К.Р.Уразов, В.У.Далимов.; Под.ред. К.Р.Уразов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000 – 374с.
2. Элияшевский И.В. Технология добычи нефти и газа. Учебник. Недра, Москва, 1976 г., 256 стр., УДК: 622.276.5.
3. Матвеев С.Н. Справочная книга по добыче нефти. НГДУ Комсомольскнефть, 2001 г., 269 стр.

ISSN 3030-3907

4. Temirov, A. H. O. G. L., O'G'Li, G. A. H., & Nosirov, S. N. O. G. L. (2024). Kondensatsiya usuli yordamida gazni qayta ishlash texnologiyasi. Science and Education, 5(3), 204-210.
5. Temirov A. H., To'raqulova M. Q. & Izzatov D. H. (2024). ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ, ПОЛУЧЕННОГО НА ОСНОВЕ МЕСТНОГО СЫРЬЯ. Development Of Science, 4(1), pp. 19-24.
6. Alisher hoshim o'g'li, T., & Husan o'g'li, S. D. (2024). Dizel Yoqilg 'Isi Tarkibidan Parafinni Adsorbsion Usulda Ajratib Olish Texnologik Tizimi Tahlili. Miasto Przyszłości, 46, 271-275.

ISSN 3030-3907