

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Хасанова Акерке Сериккалиевна., Абдулова Арзу Руслановна

Исследование механизмов загрязнения пласта в результате мер по интенсификации притока

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

5В070800 - Нефтегазовое дело

Алматы 2021



Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Нефтяная инженерия
Дайров Ж.К., магистр



ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

На тему: «Исследование механизмов загрязнения пласта в результате мер по интенсификации притока »

по специальности 5В070800 - Нефтегазовое дело

Выполнили:

Хасанова Акерке Сериккалиевна
Абдулова Арзу Руслановна

Научный руководитель:
_____ Нусипкожаев А.И.

MSc, лектор

“18” мая 2021 г.



Метаданные

Название

Исследование механизмов загрязнения пласта в результате мер по интенсификации притока

Автор

Абдулова Арзу, Хасанова АқеркѢ

Научный руководитель

Айбол Нусипкожаев

Подразделение

ИГНИГД

Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

| | | |
|------------------------|--|----|
| Замена букв | | 0 |
| Интервалы | | 0 |
| Микропробелы | | 3 |
| Белые знаки | | 0 |
| Парафразы (SmartMarks) | | 93 |

Объем найденных подобиий

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



25
Длина фразы для коэффициента подобиия 2



6595
Количество слов



52578
Количество символов

Подобия по списку источников

Посмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("криптоцитаты").

10 самых длинных фраз

Цвет текста

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ) | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) | |
|---------------------|---|--|--------|
| 1 | http://www.mining-enc.ru/k/kolmataciya/ | 50 | 0.76 % |
| 2 | https://ru.qaz.wiki/wiki/Hydraulic_fracturing | 43 | 0.65 % |
| 3 | http://naukarus.com/podbor-kislotnyh-kompozitsiy-dlya-obrabotok-prizaboynoy-zony-po-dannym-yaderno-fizicheskikh-metodov | 37 | 0.56 % |
| 4 | https://ru.qaz.wiki/wiki/Hydraulic_fracturing | 32 | 0.49 % |
| 5 | https://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111 | 31 | 0.47 % |
| 6 | https://ru.qaz.wiki/wiki/Hydraulic_fracturing | 30 | 0.45 % |
| 7 | https://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111 | 30 | 0.45 % |
| 8 | Еспусинова Арай.doc Еспусинова Арай 12/25/2020 Atyrau University of Oil and Gas (УМУ) | 28 | 0.42 % |
| 9 | https://ru.qaz.wiki/wiki/Well_stimulation | 26 | 0.39 % |
| 10 | https://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111 | 26 | 0.39 % |

из базы данных RefBooks (0.00 %) ■

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | НАЗВАНИЕ | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) |
|------------------|----------|---|
|------------------|----------|---|

из домашней базы данных (0.00 %) ■

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | НАЗВАНИЕ | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) |
|------------------|----------|---|
|------------------|----------|---|

из программы обмена базами данных (1.43 %) ■

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | НАЗВАНИЕ | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) | ИХ СЛОВ |
|------------------|---|---|---------|
| 1 | Еспусинова Арай.doc Еспусинова Арай 12/25/2020 Atyrau University of Oil and Gas (УМУ) | 94 (9) | 1.43 % |

из интернета (12.08 %) ■

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | ИСТОЧНИК URL | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) | |
|------------------|---|---|---|
| 1 | https://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111 | 271 (16) | 4.11 % |
| 2 | https://ru.qaz.wiki/wiki/Hydraulic_fracturing | 249 (14) | 3.78 % |
| 3 | https://ru.qaz.wiki/wiki/Well_stimulation | 190 (15) | 2.88 % |
| 4 | http://www.mining-enc.ru/k/kolmataciya/ | 50 (1) | 0.76 % |
| 5 | http://naukarus.com/podbor-kislotnyh-kompozitsiy-dlya-obrabotok-prizaboynoy-zony-po-fizicheskikh-metodov | 37 (1) | 0.56 % dannym-yadernofizicheskikh-metodov |

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | СОДЕРЖАНИЕ | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) |
|------------------|------------|---|
|------------------|------------|---|



Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800 - Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Нефтяная инженерия
Дайров Ж.К., магистр

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся: Хасанова А.С., Абдулова А.Р.

Тема: «Исследование механизмов загрязнения пласта в результате мер по интенсификации притока»

Утверждена приказом Ректора Университета № 2131 - б от "24" ноября 2020 года

Срок сдачи законченной работы «18» мая 2021 года

Исходные данные к дипломной работе

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Стимуляция скважины: характеристика и назначение*
- б) Технологический раздел*
- в) Специальный раздел*
- г) Заключение*

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): *Линейное увеличение давления со скоростью вплоть до давления разрыва, которое увеличивается с небольшим изменением скорости выше давления разрыва, влияние области поражения на поток, глубокое повреждение.*

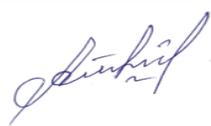
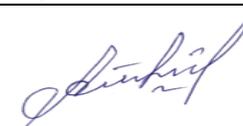
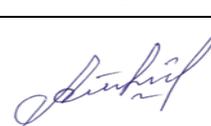
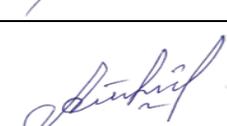
Представлены 24 слайдов презентации работы

Рекомендуемая основная литература: из 14 наименований

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

| Наименование разделов, перечень разрабатываемых во-просов | Сроки представления руководителю | Примечание |
|---|----------------------------------|------------|
| Стимуляция скважины: характеристика и назначение | 24.02.21 | Выполнено |
| Технологический раздел | 12.03.21 | Выполнено |
| Специальный раздел | 06.04.21 | Выполнено |
| Заключение | 27.04.21 | Выполнено |

Подписи
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу

| Наименование разделов | Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание) | Дата подписания | Подпись |
|--|--|-----------------|---|
| Стимуляция скважины: характеристика и назначение | Нусипкожаев А.И. (MSc) | 24.02.21 |  |
| Технологический раздел | Нусипкожаев А.И. (MSc) | 12.03.21 |  |
| Специальный раздел | Нусипкожаев А.И. (MSc) | 06.04.21 |  |
| Заключение | Нусипкожаев А.И. (MSc) | 27.04.21 |  |

Научный руководитель _____


(подпись)

Нусипкожаев А.И.
(Ф.И.О.)

Задание приняли к исполнению обучающиеся

_____  _____

Хасанова А.С.,

(подпись)



(подпись)

Абдулова А.Р.,

Дата

"18" мая 2021 г.

АННОТАЦИЯ

Даны общие сведения о методах интенсификации притока в нефтяных месторождениях. Освещаются механизмы загрязнения пласта возникающие при методах интенсификации притока в скважину. Так же предоставляется решения к данным проблемам.

Дипломная работа состоит из 5 основных разделов:

В первой части речь идет о вводе в стимуляцию скважин, видах стимуляции, принципах работы в процессе производства. Кроме того, рассматриваются два основных вида стимуляции скважин: гидравлический разрыв и кислотная обработка.

В технологической части дается характеристика видов гидравлического разрыва и кислотной обработки призабойной зоны скважины.

В первой главе специального раздела говорится об основных причинах, приводящих к загрязнению призабойной зоны скважины при гидравлическом разрыве и кислотной обработке, а также описываются ошибки которые бывают при стимуляции.

Во второй главе специального раздела указываются виды борьбы с загрязнением и предупреждением коагуляции зоны залегания скважины, вызванной стимуляцией.

В заключительной части отражаются пути повышения эффективности проводимой работы.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Скин-фактор — гидродинамический параметр, характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению добычи по сравнению с совершенной скважиной.

Кольматация – процесс естественного проникновения или искусственного внесения мелких (коллоидных, глинистых и пылеватых) частиц и микроорганизмов в поры и трещины горных пород, в фильтры очистных сооружений и дренажных выработок, а также осаждение в них химических веществ, способствующее уменьшению их водо- или газопроницаемости. Носителем кольматантного материала (кольматанта) могут служить жидкости и газы.

Стимуляция скважины - это вмешательство, выполняемое в нефтяной или газовой скважине с целью увеличения добычи за счет улучшения потока углеводородов из пласта в ствол скважины.

Кислотная обработка скважин – один из видов интенсификации добычи скважин, при котором кислота закачивается в пласт под давлением ниже давления разрыва пласта.

Гидравлический разрыв пласта – один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

Поверхностно-активные вещества представляют собой молекулы, состоящие из нефтерастворимых и водорастворимых групп.

Проппант - гранулированный материал, предотвращающий закрытие трещин, образовавшихся после гидравлического разрыва пласта.

Термическая фиксация - это процесс, улучшающий фиксацию проппанта за счет увеличения естественного температурного фона с помощью различных химических реагентов.

Preflush - первичная очистка и промывка скважин при кислотной обработке ПЗС.

Mainflush - это стадия кислотной дистилляции, используемая для проведения реакции в кислотной ванне.

Последующая промывка - это этап определения количества закачанной кислоты для восстановления проницаемости забоя скважины.

Перечень терминов и сокращений

- СС - Стимуляция скважины
- ГР - Гидравлический разрыв
- ПЗС – Призабойная зона скважины
- СФ- Скин-фактор
- ПАВ – Поверхностно-активные вещества
- СГ- Стабилизаторы глины
- КН - Коэффициент нефтедобычи
- ППД - Поддержание пластового давления
- RCP- Resin coated proppant
- ГР - Градиент разрыва
- КП- Катионный полимер
- ГД - Гидростатическое давление
- ТКТ - Формовщики комплексного железа
- ПК- Плавиковая кислота
- ВНК- Водонефтяной контакт

Содержание

| | | |
|------------|--|-----------|
| 1 | СТИМУЛЯЦИЯ СКВАЖИНЫ: ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ..... | 15 |
| 1.1 | Вскрытие пласта | 15 |
| 1.2 | Расширение трещин..... | 16 |
| 2 | ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ..... | 18 |
| 2.1 | Кислотная обработка | 18 |
| 2.2 | Гидравлический разрыв пласта | 24 |
| 3 | СПЕЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ 1..... | 28 |
| 3.1 | Скин-фактор, образующийся при ГРП | 28 |
| 3.2 | Скин фактор, вызванный при кислотной обработке ПЗС..... | 30 |
| 4 | СПЕЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ 2..... | 33 |
| 4.1 | Способы борьбы со скин-эффектом при ГРП..... | 33 |
| 4.2 | Способы борьбы со скин-эффектом при кислотной обработке ПЗС..... | 36 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 37 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ..... | 38 |

ВВЕДЕНИЕ

Со временем в нефтяной отрасли в процессе добычи нефти происходят различные изменения. Понижение пластового давления при добыче, снижение проницаемости, загрязнение забоя скважины негативно сказываются на работе скважины. Глиняный шлам, оставшийся в призабойной зоне после бурения, цементные отходы в скважине из-за плохой цементации, образование парафиновых и смоляных шламов при эксплуатации нефтяных и газовых скважин и механические примеси в пластовой воде снижают проницаемость площади ствола скважины, скин-фактор приводит к снижению продуктивности. Эта проблема встречается во всех отраслях нефтедобычи в мире, и для ее решения используются различные химические, механические, термические и комплексные методы. В данной статье скин-фактор рассматривается в методах интенсификации и мерах по предотвращению скин-фактора, возникающего при стимуляции. Среди известных методов воздействия на пласт были выбраны методы гидроразрыва пласта и окисления матрицы.

Гидроразрыв пласта - это метод воздействия на пласт, основанный на увеличении проницаемости ствола скважины, снижении значения скин-фактора за счет создания новых трещин путем нагнетания воды в пласт под высоким давлением. Но если не сделать это должным образом, это может привести к ряду серьезных проблем. Эти проблемы и способы их предотвращения описаны в этой статье.

Кислотная обработка призабойной зоны скважины - это метод стимуляции, осуществляемый путем нагнетания определенного количества кислоты в слой при определенном давлении в результате взаимодействия коллектора нагнетаемого кислотного слоя. Чтобы общая стимуляция имела положительный эффект, необходимо учитывать ряд факторов, влияющих на забой скважины.

Актуальность проекта заключается в предотвращении загрязнения забоя скважины при реализации вышеуказанных методов интенсификации притока, а также во избежание экономических затрат. Важность выбора эффективного метода стимуляции для увеличения продуктивности скважины и важность мер по предотвращению скин-фактора подробно описаны в этом проекте.

1 СТИМУЛЯЦИЯ СКВАЖИНЫ: ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ

Стимуляция скважины – это восстановление или повышение продуктивности скважины. Процедуры стимуляции обычно делятся на две большие категории: кислотные обработки и гидравлический разрыв пласта. Во время эксплуатации скважин часто нарушается продуктивность скважины. Без применения процедур интенсификации притока скважина не будет обеспечивать оптимальную добычу и извлечение всех связанных запасов. В некоторых резервуарах, таких как нетрадиционные резервуары с чрезвычайно низкой проницаемостью, стимуляция необходима для инициации и поддержания добычи. Повышение продуктивности скважины может привести к более высокому извлечению запасов из данной скважины, а также к увеличению площади дренирования. Это, в свою очередь, ведет к меньшему количеству скважин и меньшим общим капиталовложениям.

1.1 Вскрытие пласта

Типы буровых растворов, закачиваемых в скважину во время бурения и заканчивания скважины, могут привести к повреждению продуктивного пласта из-за закупорки пор пласта. Кроме того, если скважина не пробурена должным образом, это может иметь аналогичный эффект. Оба эти условия снижают проницаемость ствола скважины и приток жидкости в скважину.

Простое и безопасное решение вышеуказанной проблемы - закачать в скважину разбавленную кислоту для растворения вредных веществ в порах породы. После растворения пористости пор необходимо восстановить проницаемость, а пластовые флюиды смешать с загрязняющими веществами и поднять по скважине. После завершения первоначальных работ обычно используется минимальное количество муравьиной кислоты для очистки ствола скважины и забоя ствола скважины. В данном случае этот процесс называется «частичной стимуляцией скважины». Кроме того, некоторые специальные группы в нефтегазовой отрасли называют этот процесс «окислением», то есть фактическим использованием кислот в больших количествах и под высоким давлением для увеличения добычи нефти.

В некоторых критических случаях всасывание с поверхности оказывается недостаточным, поскольку оно не направлено в конкретное место в скважине и снижает шансы сохранения его эффективности, когда химическое вещество достигает дна скважины. В таких случаях необходимо определить цель прямого

впрыска химического вещества с помощью спиральной трубки. Спиральные трубы активируются с помощью слива, расположенного на конце. Когда прибор достигает определенного объекта, химическое вещество перекачивается по трубе и направляется непосредственно к пораженному участку. Он более эффективен, чем верхний отсос, но намного дороже, а его точность зависит от места повреждения.

1.2 Расширение трещин

При заполнении скважин перфорация происходит в стальных скважинах. Отверстия обычно делаются в виде взрывчатки, которая пробивает колонну обсадной колонны и на небольшом расстоянии пробивает дыру в породах пола. Во многих случаях туннели с перфорированными стволами не обеспечивают достаточной площади и требуют большой площади контакта со стволом скважины.

Если проницаемость резервуара низкая, зона покрытия должна быть больше. В других случаях повреждение в результате бурения и заканчивания скважины может быть значительным, чтобы предотвратить эффективное проникновение перфорированного туннеля в поврежденную зону вблизи скважины. Это означает, что способность жидкостей попадать в эти перфорированные туннели очень ограничена. Одним из способов достижения большей стимуляции является гидравлический разрыв пласта через перфорацию.

Гидравлический разрыв пласта осуществляется путем закачки флюидов под высоким давлением в ствол скважины и горных пород в перфорированные области для создания трещин и повреждения пласта. Это можно сделать путем откачки гидравлической жидкости с поверхности, что называется послойным гидроразрывом пласта. А если процесс осуществляется с помощью взрывчатого вещества для создания высокоскоростного газового потока, это называется стимуляцией горючего.

Стимуляция сбросными зарядами может быть очень экономичным способом устранения повреждений вблизи ствола скважины. Пропелленты - это маловзрывоопасные материалы, которые очень быстро производят большое количество газа в скважине. Давление газа в стволе скважины увеличивается и увеличивает напряжение в породе до тех пор, пока оно не превысит пластовое давление. Длина трещин и характер повреждений зависят от типа разряжаемого заряда.

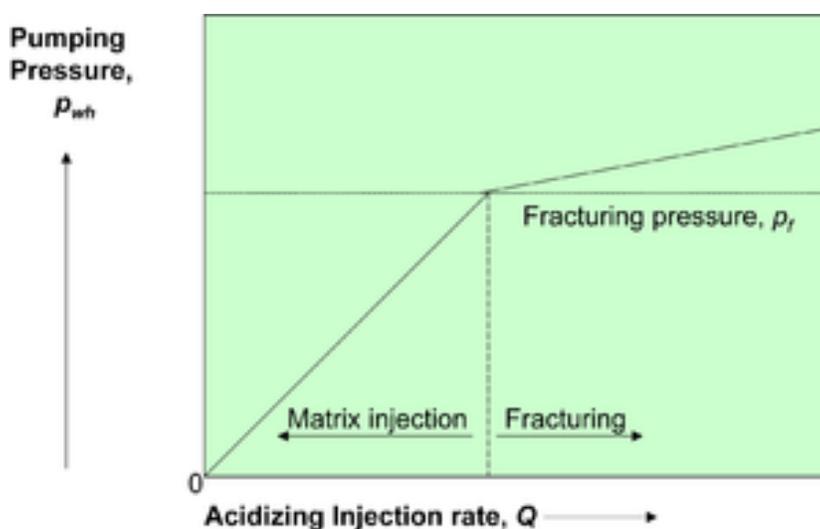
Некоторые методы интенсификации притока не всегда изменяют проницаемость за пределами ствола скважины. Иногда они включают обеспечение высокого потока жидкости через скважину. Газлифт иногда рассматривается как форма стимуляции, особенно когда он используется только для пуска и останова скважины во время стационарной работы. Эти флюиды расположены на дне скважины и могут действовать как нагрузка, которая препятствует потоку пластовых флюидов, очищая скважину. Их можно удалить циркуляцией азота на основе спиральных труб.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Кислотная обработка призабойной зоны пласта

- Кислотная обработка предназначена для устранения повреждений ствола скважины и пласта
- Жидкости закачиваются ниже давления гидроразрыва пласта.
- Основная концепция не отличается в песчанике и карбонатах, но ...
- Создаются червоточины в карбонате
- Растворяют / удаляет цементный материал / повреждение в песчаниках

Рисунок 1 - Линейное увеличение давления со скоростью



Кислотная обработка используется для стимуляции или для устранения повреждений. Результаты этих двух разных целей процесса часто могут быть объединены или перепутаны. В основном, существует два типа кислотной обработки в зависимости от скорости закачки и давления.

На рисунке 1 показано линейное увеличение давления со скоростью до нужного давления для взрыва. Кислотная обработка матрицы в основном используется для устранения повреждения забоя скважины, а кислотная обработка трещин используется для увеличения притока за счет создания глубоких трещин. В трещинах проводят кислотную обработку для относительно низких непроницаемых слоев для увеличения продуктивности скважины в несколько раз.

Кислотная обработка восстанавливает проницаемость, удаляя повреждения вокруг ствола скважины, тем самым увеличивая продуктивность песчаных и карбонатных скважин. Хотя кислотные системы, используемые в песчаном слое и карбонате, различаются, они используются в одной и той же практике. При отсутствии повреждений большое количество кислоты, необходимое для увеличения проницаемости пласта в непосредственной близости от ствола скважины, особенно постепенное увеличение добычи песка, может быть неоправданным. В карбонатных породах соляная кислота увеличивает ствол скважины или может избежать повреждений через известные трещины.

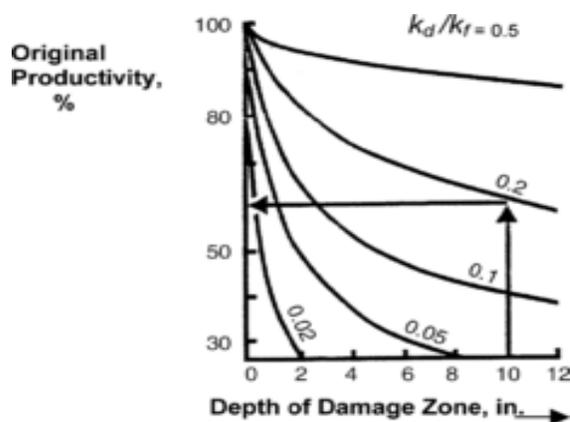


Рисунок 2 - Влияние повреждений на работу скважины, неглубокие повреждения.

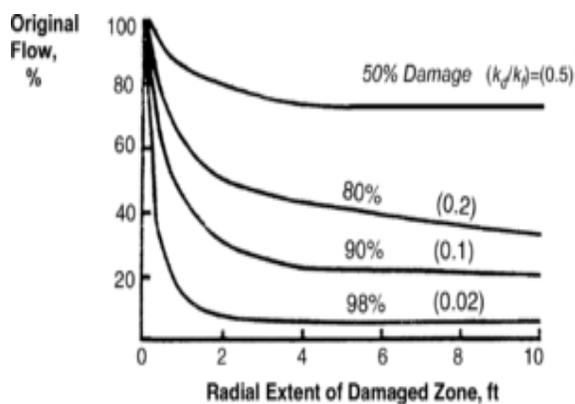


Рисунок 3 - Влияние пораженного участка на течение, глубокое повреждение.

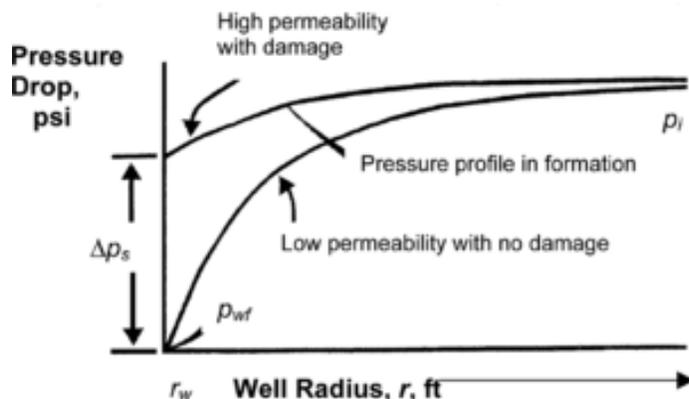


Рисунок 4 - Распределение давления вокруг скважины.

Эффект повышенной проницаемости на карбонат намного сильнее, чем на песке. Влияние повреждений на продуктивность скважины и расход воды показано на рисунках 2 и 3. Как показано на Рисунке 2, значительная величина обычно находится в пределах 12 дюймов, близко к стволу скважины. Более умеренное повреждение может быть намного глубже (3 фута или более от ствола скважины), как показано на Рисунке 3. На свойства потока в нефтяной скважине большое влияние оказывает геометрия радиального потока в ствол скважины; если нет повреждений, как показано на Рисунке 4, 25% давления будет в пределах 3 футов от ствола скважины. Из-за небольшого проходного сечения любое повреждение пласта в этой точке может составить основную часть общего падения давления во время добычи и, таким образом, повлиять на производительность скважины.

Поверхностно-активные вещества представляют собой молекулы, состоящие из нефте- и водорастворимых групп. Эти химические вещества уменьшают межфазное напряжение между несмешивающимися жидкостями. Они также адсорбируются на поверхности горных пород и могут изменять естественное увлажнение горных пород. Поверхностно-активные вещества делятся на четыре основные группы в зависимости от природы водорастворимой части молекулы. Это анионные (анионный водорастворимый наконечник), катионные (катионный водорастворимый наконечник), неионные (неионизированный - один конец водорастворимой молекулы) и амфотерные (водорастворимый наконечник может быть анионным, катионным или неионизированным. ионизированный в зависимости от pH системы).

Основное применение поверхностно-активных веществ - предотвращение образования эмульсий при взаимодействии кислот и нефти. Другие применения включают смачивающие агенты, проницаемые агенты, средства для предотвращения образования отложений и пенообразователи, диспергаторы кислотных растворителей, диспергаторы для стирки, сепараторы эмульсии, замедлители схватывания и суспендирующие агенты. Поверхностно-активные вещества следует тестировать на эффективность в качестве разжижителей эмульсии как для сырой, так и для жирнокислотной системы как в свежей, так и в использованной кислоте.

Инструменты для борьбы с железом

Iron Control использует несколько различных продуктов для удержания железа в растворе: комплексообразователи железа, восстановители железа и поглотители сероводорода.

Комплексообразователи с железом

В пласте присутствуют соединения железа (II) и железа (III) в виде раствора. Водород с pH от 1 до 2 может осаждать и окислять наше соединение железа (III) в используемой кислоте.

Железо (II) не осаждается в виде гидроксида железа до тех пор, пока pH не достигнет 7, что значительно превышает конечное равновесие HCl кислоты, используемой при pH 5. Обычно соединения железа не являются проблемой при кислотной обработке, но имеют несколько особенностей. Гидроксид железа осаждается, когда использованная кислота смешивается с этим грязным фильтром. Единственный эффективный способ удержать железо (II) в растворе, содержащем сероводород, - это использовать абсорбер сероводорода, чтобы сделать сульфид недоступным для осаждения сульфида железа при pH.

Комплексообразователи не препятствуют осаждению сульфида железа. Третья долговременная проблема - образование нерастворимого карбоната кальция в присутствии железа. Железо (II) может выпадать в осадок в виде отложений в медленно образующихся карбонатах. Обычно это не влияет на свойства карбонатных пород, добавление уксусной кислоты в предварительную промывку поддерживает низкий уровень pH среды для предотвращения проникновения карбоната железа.

Оксид железа и сульфид железа часто встречаются в наземных трубах, насосно-компрессорных трубах и скважинах, а также в пласте. Оксид железа возникает в результате загрязнения воздуха в перекачиваемой воде. Сульфид

железа вызывается бактериями в перекачиваемой воде. Оксид железа применяется обычным для всех кислотных обработок. Основным источником является коррозионное покрытие на поверхности труб или трубопроводов, используемых для стимуляции. Обычно это источник наиболее разрушительной концентрации железа в кислоте. Железообразователи могут содержать только комплексные концентрации железа до 10 000 частей на миллион. Кислота может растворять железо на стенках трубок до 100 000 ppm. Ни один комплексообразователь не может накапливать столько железа. Двумя наиболее важными этапами контроля железа во время кислотной обработки являются обработка труб перед процессом и использование восстановителей железа. Это учтено в разделе кислотной обработки. Однако цель обработки труб - очистить трубы от расплавленного железа и вернуть его на поверхность для утилизации. Эта процедура снижает количество трехвалентного железа в растворе.

К кислоте добавляют эритробиновую кислоту, чтобы восстановить любой ион железа до двухвалентного железа до того, как он попадет в слой. Хотя обработка удаляет большую часть легкорастворимого оксида железа из трубки, оксида железа остается достаточным после обработки, поэтому восстановитель все еще необходим во время кислотной обработки. Некоторые слои содержат оксид железа, поэтому комплексные компоненты железа все еще необходимы вместе с реставрационным материалом в качестве защитного средства. Одним из наиболее часто используемых комплексообразователей для контроля железа является комбинация лимонной и уксусной кислоты. Лимонная кислота ограничена 15 фунтами / 1000 галлонов кислоты из-за ее ограниченной растворимости в кислоте. Уксусная кислота позволяет смешивать большие количества лимонной кислоты (до 100 фунтов / 1000 галлонов), и желательно иметь низкий pH кислоты, используемой для хранения железа (III) в растворе. Передовые методы и процедуры способствуют контролю растворенного железа при кислотной обработке.

Контроль содержания серы в водороде

Обычные хелатирующие агенты неэффективны для контроля железа в кислой среде. Сероводородные системы содержат только два типа железа. Единственный эффективный способ предотвратить осаждение сульфида железа при кислотной обработке кислотных скважин - это удаление сероводорода из жидкости путем продувки продуктов. Если есть возможность нагнетать железо (III) из внешних резервуаров или труб, необходимо добавить восстановитель для восстановления кислоты из растворенного III-валентного железа до II-валентного железа.

«Другая» категория добавок не требуется для особых условий и обычно не требуется для всех процедур. Их нельзя использовать до тех пор, пока они не будут тщательно проверены на совместимость со всеми пластовыми флюидами. Эти добавки представляют собой взаимные растворители, стабилизаторы глины, агенты кислотного бурения, ингибиторы сульфата кальция и гелеобразующие агенты.

Взаимные растворители

Взаимный растворитель растворим в нефти или воде. По этой причине он очень эффективен в окислении песчаника, при этом важно, чтобы все твердые частицы оставались влажными от воды. Взаимные растворители представляют собой модифицированные эфиры гликоля. Они улучшают растворимость ингибиторов коррозии в используемой кислоте и совместимость ингибиторов с эмульсионными превенторами и другими добавками. Наиболее важным свойством является снижение адсорбции ингибиторов коррозии остаточными частицами глины в пласте и помощь в удержании воды для максимального потока нефти и газа после окисления. Взаимный растворитель также снижает насыщение остаточной воды (обработанной кислотой) после обработки. Газовые скважины тщательно очищаются без адсорбции на песке и глине, удерживая поверхностно-активные вещества в растворе слишком близко к стволу скважины.

Стабилизаторы глины

Глинистые минералы или другие мелкие частицы могут перемещаться в слое, особенно при добыче воды. Кроме того, некоторые слои глины могут диспергироваться или набухать при контакте с пресной водой или жидкостями с низкой соленостью.

Катионные полимеры иногда используются в солях или кислотах. Эти катионные полимеры не являются нефтенасыщенными песками, потому что конец молекулы от адсорбированного конца растворим в воде. Используемые стабилизаторы глины включают поликвертные амины, полиамины и катионные поверхностно-активные вещества. Наиболее эффективными являются поликвертные амины, за которыми следуют полиамины. Для борьбы с глиной не рекомендуется использовать катионные ПАВ. Эти продукты существуют, но большая разница во мнениях о том, как его использовать. Стабилизаторы глины часто используются при заливке песчаных пластов после обработки HF-кислотой. На большинство стабилизаторов глины не влияет соляная кислота, но они замещаются кислотой HF.

Ингибиторы сульфата кальция

При окислении слоев с высоким содержанием сульфат-ионов в стратифицированной воде (обычно более 1000 ppm) или в породах, содержащих ангидрит, рекомендуется добавлять в кислоту ингибитор сульфата кальция. В качестве ингибитора обычно используют фосфорную кислоту, полиакрилат или другой материал.

Агенты создающие гель

Кислоты могут конденсироваться и превращаться при окислении растворимыми полимерами, такими как ксантины (биополимеры) или полимеры акриламида. Высокая вязкость может быть получена за счет связывания ионов металлов или лигандов. Некоторые поверхностно-активные вещества можно использовать в сочетании с гелеобразующими агентами для загущения кислоты.

2.2 Гидравлический разрыв пласта

Гидроразрыв пласта - это метод стимуляции скважин, разрушающий горные породы путем перекачивания жидкости под высоким давлением. Этот процесс включает закачку «жидкости гидроразрыва» в ствол скважины под высоким давлением для создания трещин в глубоких породах, по которым природный газ и нефть движутся свободно. Сам процесс гидроразрыва пласта состоит из нескольких этапов.

Закачка жидкости под высоким давлением в скважину для создания трещин, создание новых трещин за счет увеличения скорости закачки жидкости. Если разрыв не зафиксирован, независимо от скорости откачки жидкости, процесс повторяется с использованием высоковязкой жидкости. Схема развития трещины представлена на рисунке 5.

Расположение одной или нескольких трещин по длине ствола скважины строго контролируется различными методами взрывных работ или герметизации боковой части ствола скважины. Гидравлический разрыв пласта осуществляется в стволах скважин, а доступ к зонам взрывных работ осуществляется путем перфорации ствола колонны.

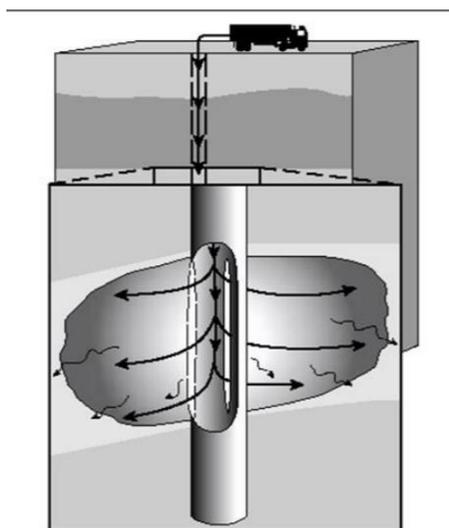


Рисунок 5 - Схема развития трещин в разрезе.

Закачка жидкости-носителя песка осуществляется при максимально возможном давлении жидкости с проппантом в трещины. Объемный расход жидкости-носителя из песка не должен быть меньше объемной скорости, при которой слой разрывается. Схема закачки проппанта в трещину представлена на рисунке 6.

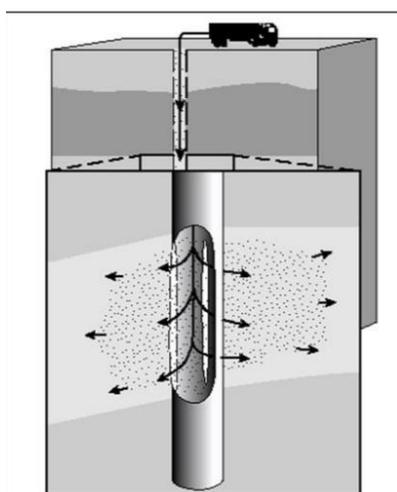


Рисунок 6 - Закачка проппанта в пласт.

Гидроразрыв пласта превышает градиент трещины за счет нагнетания жидкости для гидроразрыва пласта с достаточной скоростью для повышения давления на заданной глубине в стволе скважины. Градиент трещины определяется как увеличение давления на единицу глубины по отношению к плотности и обычно измеряется в фунтах на квадратный дюйм, в квадратных футах. Пласт разрывается в результате перекачивания жидкости под высоким давлением, и специальные проппанты после перекачиваемой взрывоопасной жидкости удерживают и позволяют трещине расширяться. Трещины изолируются по мере падения давления со скоростью потери на трение относительно расстояния от скважины. Учет прочности проппанта и предотвращение его повреждения особенно важно на больших глубинах, где давление и напряжение в трещине высоки.

Во время этого процесса происходит утечка жидкости гидроразрыва из пласта. Если он не контролируется, он не может превышать 70% входного объема. Это может привести к повреждению матрицы пласта, неблагоприятному взаимодействию жидкости слоя и изменению геометрии трещины, что приведет к снижению эффективности.

Оборудование для гидроразрыва пласта на месте, используемое на месторождениях нефти и природного газа, обычно состоит из смесителя ила, одного или нескольких насосов высокого давления для крупномасштабных (обычно мощных трех- или пятикратных насосов) и блока мониторинга. Вспомогательное оборудование включает резервуары для гидроразрыва пласта, один или несколько блоков для хранения и переработки проппанта, блок из железа высокого давления, химические добавки, гибкие шланги низкого давления и множество датчиков и измерителей на выходе, плотности жидкости и технологического давления. Химические добавки обычно составляют 0,5% от общего объема жидкости. Оборудование гидроразрыва пласта работает в диапазоне давлений и может достигать 100 МПа и 265 МПа в секунду.

Жидкости для пластового гидроразрыва пласта

Основное назначение жидкости для гидроразрыва пласта - расширение трещин, изменение прочности геля и перенос проппанта в слой. Проппант можно переместить в жидкость двумя способами. Высоковязкие извержения обычно приводят к образованию крупных трещин, тогда как высокочастотные извержения вызывают небольшие обычные микровзрывы. Водорастворимые гелеобразующие агенты увеличивают вязкость и эффективно доставляют проппантовый слой. Примером коллектора высокого давления, который

объединяет поток насоса перед закачкой в скважину, обычно является суспензия воды, проппанта и химических добавок. Также можно добавлять гели, пену и азот, углекислый газ и воздух, а также сжатые газы. Обычно 90% жидкости составляет вода, а 9,5% - песок с 0,5% химическими добавками. Однако жидкости для гидроразрыва пласта были разработаны с использованием сжиженного нефтяного газа и безводного проппанта.

Проппant - гранулированный материал, предотвращающий засорение трещин, образовавшихся после световой обработки. Типы проппанта включают кварцевый песок, песок с полимерным покрытием, бокситы и искусственную керамику. Выбор проппанта зависит от необходимой проницаемости или прочности его зерен. В некоторых слоях давление должно быть достаточно высоким, чтобы раздавить зерна природного кварцевого песка, в котором можно использовать сильные проппанты, такие как боксит или керамика. Наиболее часто используемый проппант - это кварцевый песок, однако проппанты того же размера и формы, что и керамический проппант, считаются более эффективными.



Рисунок 7 - Образец кварцевого проппанта.

Вода смешивается с песком и химикатами с образованием слоистой жидкости гидроразрыва. На каждый взрыв расходуется около 40 000 галлонов химикатов. Обычно для обработки трещин используются от 3 до 12 добавок. Хотя для гидроразрыва могут использоваться нетрадиционные жидкости, типичные химические добавки могут содержать один или несколько из следующих компонентов:

Кислотно-соляная или уксусная кислота используется для образования трещин в породе скважины и для очистки перфорационных отверстий во время предпроразрывной фазы.

Хлорид натрия (соль) - тормозит разложение полимерных цепей геля.

Полиакриламид и другие понизители трения уменьшают турбулентность жидкости и трение в трубе, позволяя насосам совершать колебания на высоких скоростях без высокого давления.

Предотвращает образование накипи в трубе этиленгликоля.

Боратные соли используются для поддержания вязкости жидкости при повышении температуры.

Карбонаты натрия и калия используются для поддержания эффективности связующих веществ.

Анаэробный, биоцидный, биоглутаровый альдегид, используемый в качестве дезинфицирующего средства для воды.

Гуаровый камень и другие водорастворимые гелеобразующие вещества увеличивают вязкость жидкости гидроразрыва пласта для более эффективной доставки в пласт.

Лимонная кислота используется для предотвращения коррозии.

Изопропанол используется для нагрева химикатов, чтобы они не затвердевали.

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ 1

3.1 Скин-фактор, образующийся при ГРП

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) - один из наиболее широко используемых сегодня методов увеличения количества дополнительной добываемой нефти. Этот метод не только интенсифицирует добычу геологических ресурсов за счет исключения участков с низкими фильтрационными свойствами и улучшения гидродинамической связи между скважиной и пластом, но и между отдельными слоями пласта, но и значительно увеличивает площадь дренирования пласта. Можно будет достичь более высокого конечного коэффициента нефтеотдачи (NRF) за счет привлечения низколежащих участков. Однако реализация метода гидроразрыва пласта не всегда позволяет достичь желаемого результата, и иногда операция гидроразрыва пласта может иметь негативное влияние. Это в первую очередь связано с необходимостью тщательного планирования операции гидроразрыва пласта с использованием наибольшего объема промысловых данных и тем фактом, что ряд исследований часто не выполняется должным образом или полностью игнорируется. В результате в процессе гидроразрыва или после операции возникают различные технологические проблемы, которые резко

снижают эффективность операции, загрязняя призабойную зону, и их можно избежать при полном планировании.

Основными причинами коммутации корневой зоны являются:

- снижение энергии пласта при несоответствии производительности скважин фильтрующим характеристикам пластов и пластов с ВРП;

- резкое снижение фазовой проницаемости нефти в ненасыщенной и переходной зонах пласта при увеличении скорости фильтрации пластового флюида в зоне разрыва;

- низкая начальная разрывопроницаемость из-за ошибок при проектировании технологических операций;

- выброс проппанта со слоистой жидкостью при выемке грунта;

- гелевая блокировка разрыва;

- резкое увеличение потока газа, воды или сильно пропитанного слоя на образовавшиеся трещины, а также смачивание образующегося изделия на образовавшихся трещинах.

Все вышеперечисленные факторы снижают эффективность и продолжительность ГРП, что приводит к значительному как технологическому, так и экономическому ущербу от использования данной технологии. Если влияние первых трех факторов можно уменьшить за счет оптимизации системы ГРП и проектирования, то остальные факторы требуют использования дополнительных технологических решений для снижения риска отказа ГРП для достижения положительного эффекта.

Выход проппанта

Сравнение пропорций каждого из вышеперечисленных факторов показывает, что наибольший риск снижения продуктивности скважины после гидроразрыва пласта - это выброс проппанта при разрыве. Результатом выделения проппанта при освоении или эксплуатации скважины может быть не только быстрый износ скважинного оборудования в результате абразивного воздействия, но и снижение проводимости разрыва в результате уменьшения разрушения и даже его полного сброса.

Опыт показал, что во многих случаях удаление проппанта с пласта - очень длительное явление. Однако разрывы проппанта очень недолговечны. Причина длительного выброса проппанта - нестабильное состояние проппантовой массы

при разрыве из-за движения гранул проппанта под действием высоких скоростей фильтруемых пластовых жидкостей и газов.

Таким образом, уменьшение депрессии в продуктивном пласте (в основном за счет увеличения забойного давления) и, как следствие, скорости фильтрации флюида в пласте позволяет снизить скорость выделения проппанта. Причиной кратковременного характера выброса проппанта является возможность его вымывания с забоя пласта, что приводит к возможности выщелачивания разрыва вблизи ствола скважины, что существенно влияет на загрязнение призабойной зоны.

Кольматизация с нераспределенным гелем

Взрывная жидкость, остающаяся в пласте после операции гидроразрыва, отрицательно влияет не только на фиксацию проппанта при разрыве, но и на производительность всей скважины. Гели из гуаровой смолы обычно используются в качестве основы взрывоопасных жидкостей, в том числе разрушителей полимеров. Часто полимер остается неповрежденным после того, как проппантовая масса помещена во разрыв. В результате получается гелеобразная масса с очень высокими значениями вязкости, которая может заблокировать не только пространство разрыва, но и пространство вокруг дна скважины. Другими недостатками этих жидкостей являются высокая фильтрующая способность и недостаточная способность транспортировки песка, большие потери давления на трение при закачке высоковязкого геля.

Разрыв воды через трещины разрушения

Несмотря на большое количество различных технологий и модификаций гидроразрыва пласта, что расширяет его область применения, эта технология не может быть реализована повсеместно. Одним из основных факторов, ограничивающих масштабы ГРП, загрязняющих призабойную зону, является близость ненасыщенных слоев.

3.2 Скин фактор, вызванный кислотной обработкой ПЗС

Наиболее широко используемым кислотным агентом для обработки терригенных коллекторов является плавиковая кислота, представляющая собой смесь соляной и фтороводородной кислот. Однако реакции расплавленной кислоты с силикатами, в частности с глинистыми минералами, сопровождаются образованием нерастворимых и нерастворимых соединений (фторсиликатов и фторалюминатов щелочных и щелочноземельных металлов, щелочного геля

гидроксида кремния, гидроксида железа III) при достижении ими критической концентрации или нейтрализовать кислоту (снижение рН рабочего раствора). Нежелательные отложения могут привести к закупориванию корки пласта, что может привести к резкому снижению продуктивности добывающей скважины. Плавиковая кислота способна растворять минералы, из которых состоит силикатная порода. Однако его особенностью является его способность образовывать множество продуктов реакции, которые могут быть нерастворимыми или малонерстворимыми, в зависимости от нейтрализации кислоты (увеличения рН), циркулирующей в трещинах в слое. Использование соляной кислоты в сочетании с фтористым водородом помогает поддерживать рН в необходимом диапазоне.

Реакция фтороводорода с кварцем описывается уравнением (1).



Полученный тетрафторид кремния SiO_4 может также реагировать с HF, теряя кислоту, гексафторуксусная кислота H_2SiO_4 образуется по уравнению -2



Кроме того, гексафторид кремния SiF_6 взаимодействует с водой в соответствии с уравнением 3, образуя коллоидный гидроксид кремния, который осаждается в форме шаткого геля в нейтральной среде.



Плавиковые кислоты растворяют также алюмосиликаты - полевые шпаты и глинистые минералы. Природа алюмосиликатов при взаимодействии твердых кислот с водными растворами во многом определяется соотношением кремниевой кислоты и алюминия в тетраэдре. Алюмосиликаты с отношением $\text{Si} / \text{Al} < 0,5$ обычно диспергируются с образованием кремниевой массы. Под действием кислоты высококремнистые алюмосиликаты с соотношением $\text{Si} / \text{Al} > 1,5$ образуют водный осадок кристаллического кремнезема. Чем ниже отношение Si / Al , тем выше кислотостойкость алюмосиликата.

Наиболее распространенными кольматирующими отложениями, образующимися при реакции минералов терригенного коллектора с фтористым водородом, являются фториды кальция и алюминия CaF_2 , AlF_3 , а также фторсиликаты и фторалюминаты калия и натрия.

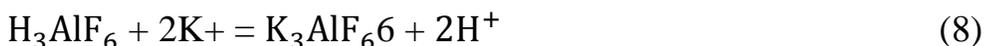
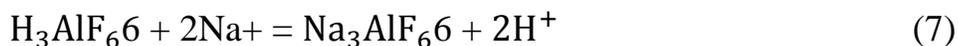
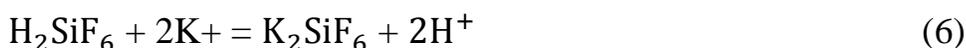
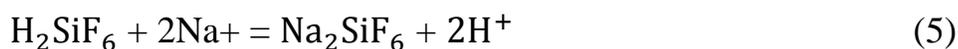
Фторид кальция обычно образуется в результате реакции кальцита с HF в 4-м растворе, а также может образовываться при взаимодействии кислоты с пластовой водой, содержащей ионы кальция.



Когда карбонаты высоки (3-15%), требуется предварительная промывка соляной кислотой, а когда карбонат коллектора выше 15%, использование плавиковой кислоты не допускается.

Образование отложений фторида алюминия происходит из-за высокого уровня фтора, связанного с алюминием, и взаимодействия фтороводорода с минералами, содержащими алюминий.

Образование фторсиликатов и фторалюминатов натрия и калия в соответствии с уравнениями 5-8 обычно происходит, когда минералы слоя, содержащие натрий и калий, или солевые растворы этих металлов, образуются в результате реакции с гексафторукридовой кислотой или гексафторалюминовой кислотой соответственно:



Вышеупомянутые осадки довольно крупные, поэтому они вызывают значительное снижение проницаемости пласта, чем мелкозернистые отложения фторида кальция. Образование этого осадка связано с высокой концентрацией плавиковой кислоты.

С позиции седиментации не опасно наличие продуктов коррозии профессионального оборудования, а также ионов железа, которые могут быть источниками железосодержащих минералов в водоеме. В этом случае также необходимо контролировать уровень pH, поскольку при $\text{pH} > 3$ происходит расслабленное отложение гидроксида железа.

Таким образом, использование глинистой кислоты при обработке терригенных коллекторов сопряжено с различными трудностями, осложненными токсичностью плавиковой кислоты и ее высокой коррозионной активностью.

Использует кислотообразующие реагенты, чтобы облегчить трудности, связанные с агрессивной и осторожной транспортировкой плавиковой кислоты.

Это соли фтороводорода: фторид аммония, фторид аммония, фторид аммония. В водном растворе соляной кислоты эти соли образуют фтороводород согласно уравнениям 9-11.



Использование фторидов аммония вместо фтороводорода требует нескольких высоких уровней соляной кислоты при приготовлении рабочего раствора грязной кислоты, но с ними удобно и безопасно работать.

4 СПЕЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ 2

4.1 Способы борьбы со скин-эффектом при ГРП

Борьба с выходом проппанта

Фактор высокого риска для этой проблемы, наряду с ее высокой частотой, привел к разработке и развитию многих технологий и методов для предотвращения выбросов проппанта. Например, технология PropNet, суть которой заключается в одновременном введении специального гибкого стекловолокна, заполняющего промежутки между частицами проппанта в слое с проппантом, что обеспечивает высокую стабильность проппантового заполнения.

Однако наиболее распространенным является использование РСР-проппанта. Таким образом, использование ГЦН на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» рассматривается как основной способ фиксации проппанта в резервуарах. Его главная особенность - наличие на поверхности отвердителя из фенолоформальдегидной смолы.

Возможны 2 варианта крепления для трещин на объектах с температурой ниже 50 °С:

1) термофиксация - повышение естественного температурного фона различными химическими реагентами, например, ПСК-2 (пенный состав) и ММ-1 (кислотный состав). Обычно повышение температуры является результатом экзотермической реакции;

2) сшиватели - увеличение скорости и степени сшивания полимерных цепей за счет введения химреагентов в швы (катализаторы, например, Fore LK - 11).

Термическая фиксация RCP -проппанта обычно начинается при давлениях 69 атм и выше. В настоящее время производятся проппанты силиката магния, покрытые смолой при температуре 50 ° С. Проппант RCP покрыт олигомерами формальдегидных смол. Инициирование полимеризации олигомеров (термическая фиксация покрытия RCP-проппант) происходит при повышении температуры до 50, 75, 100 ° С и выше, в зависимости от типа покрытия RCP.

Проппанты - это высокопрочные керамические гранулы, используемые для фиксирования трещин при добыче нефти методом стеклопластика. Все производители проппанта используют алюмосиликат для изготовления натуральных материалов. Алюмосиликатные керамические материалы помимо высокой прочности способны образовывать кислотостойкие соединения. Они также химически нейтральны и совместимы с жидкостями для перемешивания песка без изменения их вязкостных свойств текучести. На рынке присутствуют российские и зарубежные производители. Они различаются по плотности, химическому составу и другим свойствам.

В настоящее время существенно нарушена технология проведения ГРП - некогда держать скважину под давлением, что приводит к выбросу проппанта в скважину и перегрузке центробежного насоса от электрической среды. При этом специалисты ГТМ считают, что скважина должна оставаться под давлением в течение 3-4 дней. Это значительно снижает количество «потерянного проппанта». Чрезмерное содержание скважины под давлением также имеет негативные последствия, так как при высоких температурах легкая часть проппанта может деформироваться. В реальных случаях скважина находится под давлением не более суток. Затем в скважину попадает центробежный насос от электроцентра.

Крупные нефтяные компании перешли на технологию RCP. Проппанты Fores RCP покрыты фенолформальдегидной смолой, которая склеивается при определенной температуре и давлении. Это позволило значительно снизить выброс проппанта, но при этом ухудшается проницаемость трещины. У этой технологии есть существенные преимущества. Если RCP не используется, произойдет утечка проппанта, что приведет к отказу центробежного насоса. Для замены насоса необходимо отключить скважину, в результате чего ухудшается пропускная способность и повреждается пласт. Значительное повреждение

блока ГЦН вызвано циклическими нагрузками во время работы скважины, такими как частые остановки при замене насоса, резкий перевод в скважинный режим и периодическое использование. Требуется время, чтобы зафиксировать или удержать RCP. Если температура слоя низкая, на выполнение этого процесса уйдет много времени. Также должно быть эффективное минимальное горизонтальное напряжение (натяжение), которое освещает вал. Чем он выше, тем быстрее ГЦН (абсолютное минимальное поперечное напряжение 420 атм). Подрядчики заявляют, что проппант RCP должен быть «объединен» в течение 12 часов. Однако есть следующие негативные последствия:

- 1) Охлаждение пласта закачкой 20-5 градусов жидкости до трещины 300-500 м3;
- 2) эффективное снижение положительного стресса за счет увеличения давления в трещине во время закачки.

В связи с этим имеет смысл подождать 72-96 часов, чтобы GRP обеспечило одобрение качества RCP. Если сломается технология GRP, нет смысла загружать проппант RCP, потому что не успевает «починить».

Основное назначение термической фиксации - фиксация RCP -проппанта при разрыве после гидроразрыва, а также увеличение сцепления взаимных зерен проппанта после закачки или посева RCP -проппанта. Термическая фиксация может использоваться как дополнительная операция по снижению выбросов проппанта. Эту возможность следует свести к минимуму, поскольку потенциальные остатки геля из стеклопластика влияют на качество адгезии зерен RCP на трещину и снижают фиксирующую способность герметичного проппанта. Это можно сделать с помощью дополнительного использования гелевых деструкторов или жидкостей для гидроразрыва, которые не загрязняют трещину химическими остатками.

Борьба с неразрушенным гелем

Решение состоит в использовании более совершенных составов в качестве жидкостей для гидроразрыва. К ним относятся высокоструктурированные легирующие комплексы Nimeko-B, кислотный состав Flaxocog 110, низкополимерные жидкости для взрывных работ Lowguar и система присадок для деструкторов CleanFLOW. Кроме того, в этом слое используются экологически чистые жидкости: ClearFrac, не требующий деструктора, и Diamond FAQ - вязко-круглая жидкость для гидроразрыва, обладающая свойствами полимерной жидкости.

4.2 Способы борьбы со скин-эффектом при кислотной обработке

Методы борьбы с различными отложениями, вызванными окислением - для него характерны низкие концентрации кислот и определенные кислотные стадии, соответствующие насыщению кислот.

Предварительная промывка (префлаш)

Кислотную обработку сначала проводят, предварительно промывая слой 5-15% HCl или 5-10% уксусной кислотой. Если слой содержит более 1% карбоната, предварительная промывка HCl или уксусной кислотой поможет растворить карбонат в слое, чтобы предотвратить образование остатков HF-кислоты и нерастворимого осадка фторида кальция. Мы промываем соли хлорида кальция и натрия, образовавшиеся в стволе скважины, соляной кислотой или раствором хлорида аммония. Префлюсы (соляная или уксусная кислоты) также вытесняют и изолируют несовместимые стратифицированные жидкости (солевые растворы или сырая нефть). Высокие концентрации хлорида аммония (> 3%) рекомендуются для использования в набухших смектитах и смешанных слоях.

Восстановление

Для восстановления пласта необходимо подобрать соответствующее количество HF кислоты правильной концентрации. Для успешного окисления пласта кислотой HF обычно требуется 120 галлонов / фут кислоты HF / HCl. Небольшое количество этой кислотной смеси можно использовать только в областях с умеренным или умеренным повреждением (например, 25-75 галлонов / фут иногда используется для ремонта повреждений в новых перфорациях или в качестве обработки во время перфорации перед гидравлическим разрывом твердого песка. слой). Общая концентрация от 3% HF до 12% HCl кислоты (обычно называемой грязной кислотой) является обычной основной концентрацией для повреждения чистого кварцевого песка. Концентрации 0,5-1,5% HF более эффективны в песках с другими глинами. Если общий объем глины и полевого шпата превышает 30%, рекомендуется использовать концентрацию кислоты HF 1,5% или меньше. В некоторых песках с низкой проницаемостью используются концентрации HF до 0,5% (например, в формации Морроу в Техасе и Нью-Мексико). Если положительный результат вызывает сомнение, рассматривается испытание на кислотную реакцию в типичном керне или имитаторе геохимического окисления.

Постфлаш

Завершающие этапы окисления слоя.

В конце переполнения или окисления закачиваемая жидкость вытесняет HF-кислоту в пласт и вытесняет продукты реакции HF-кислоты из ствола скважины, очищает ингибиторы коррозии для восстановления водно-влажностных условий и хорошего движения нефти / газа, а также улучшает нефтегазонасыщенность. возле ствола скважины.

Для обработки HF кислотой используются 3% -ный рассол хлористого аммония, слабая кислота (от 3 до 7,5% кислот HCl) и фильтрованное дизельное топливо или ароматические растворители (только для нефтяных скважин) или азот (только для газовых скважин). Объем перелива должен быть равен или превышать объем кислотной фазы HF. Для многих скважин с плотностью менее 200 галлонов / фут переполнение вытесняет используемый поток кислоты на 3-5 футов за пределы критического радиуса. Это большое заполнение снижает оседание аморфного кремнезема вблизи ствола скважины. Если температура слоя составляет 200 ° F или выше, это осаждение происходит во время нагнетания HF-кислоты в слой. Этот осадок изначально находится в движении, но может превратиться в гель, когда поток прекратится. Заполнение пласта 3% хлоридом аммония или слабой кислотой разбавляет и разбрызгивает осадок от ствола скважины. Наиболее распространенный перелив - это 10% -ный монобутиловый эфир этиленгликоля и 3% -ный хлорид аммония со стабилизатором поликарбонат-аминной глины. Однако слои глины с высокой катионной емкостью могут набухать в результате предварительного концентрирования отходов, солевых растворов или кислот до концентраций ниже 4%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нефтегазовая промышленность - очень сложная, молодая и крупномасштабная отрасль, требующая множества передовых технологий.

Добыча углеводородов требует сложного технологического оборудования на каждом этапе производства. Повышение нефтеотдачи и избежание экономических потерь - цель каждой крупной нефтяной компании. Процесс производства черного золота можно разделить на 4 этапа: извержение фонтана, использование энергии пласта, повышение проницаемости химическими добавками, завершение. Самым важным из этих 4 этапов является воздействие на слой химических добавок.

Для увеличения суточного расхода нефтяных скважин предусмотрено использование многих технологий. Среди них самые распространенные методы оздоровления от загрязнения придонной зоны. Эти методы называются методами стимуляции. Наиболее распространенными видами воздействия являются гидроразрыв пласта и закачка кислоты в пласт.

Методы стимуляции должны быть правильными и тщательными. Это связано с тем, что неправильная стимуляция может не только обнажить слой, но и загрязнить его. Во время кислотной обработки важными процессами являются тщательное изучение минералогии, геомеханическое моделирование, определение концентрации, количества, типа кислоты, закачиваемой в пласт, и контроль правильности закачки. Во время гидроразрыва пласта необходимо следить за тем, чтобы проппант не взорвался, правильно выбирать концентрацию перекачиваемой жидкости, контролировать пластовое давление.

За счет правильного внедрения методов интенсификации притока нефтяные компании могут не только повысить продуктивность, но и гарантировать правильную работу и долговечность скважины в будущем. Всегда необходимо учитывать экономичность любого процесса стимуляции добычи. Многие методы стимуляции могут увеличить добычу, но необходимо учитывать чистую приведенную стоимость и выплаты

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ратов Б.Т., Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау; Алматы: ҚазҰТУ, 2011.

2. Elsharkawy, A. M. Аль-Sahhaf, A. T. & Фахим, М. А. (2000). Осаждение парафина из нефтей Ближнего Востока. Топливо, 79(9), 1047-1055
3. Момбеков Б.И, Масут Р., Control of Paraffin Deposition in Production Operation by Using Etylene-TetraFluoroEthylene(ETFE), 2015 жыл.
4. Хуанг, Ц., Ван, J., & Чжан, Ж. (2009). Физические свойства парафиновых отложений на стенках нефтепроводов. Нефтяной Науки, 6(1), 64-68.
5. Андрей Семенов, Total E&P Russia, Парафин түзілу жорамалы. 371-374 бет.
6. International Journal of Multiphase Flow 37 (2011) 671–694
7. Ғ.М.Нұрсұлтанов, Қ.Н.Абайұлданов «Мұнай және газды өндіріп, өндеу», Алматы, 1999ж.
8. G.Paul Willhite. Over-all heat transfer coefficients in Steam and Hot Water injection wells, 1967.
9. A.R.Hasan, C.S.Kabir. Aspects of wellbore Heat transfer during Two-phase flow, 1994.
10. В.М. Копко. Теплоизоляция трубопроводов теплосетей, Минск, УП “Технопринт”, 2002.
11. Жылдық есеп. ААО “Узеньмунайгаз”, Новый Узень, 2000 год.
12. Планов Г.Е. “Охрана труда при разработке нефтяных месторождений”, М.:Недра, 1982 год. Жданов М.А. - “Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа” М.:недра, 1970 ж.
13. Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И. “Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений”, М.:Недра, 1988 год.
14. Petrowiki.org – білім порталы