

Gas Well Unloading Time Optimization

Оптимизация сроков разгрузки газовой скважины



Опыт партнеров (PROs) по снижению
эмиссии метана

Отчет PRO № 708

Область применения:

☒ Добыча ☐ Переработка ☐ Транспортировка и распределение

Исполнители отчета PRO: BP

Дополнительные материалы PROs: Установка плунжерных подъемных систем в газовых скважинах. Вспенивающие агенты. Установка скоростной подъемной колонны

Компрессоры/двигатели ☐
Осушители ☐
Трубопровод ☐
Пневмосистема/Управление ☐
Резервуары ☐
Задвижки ☐
Скважины ☒
Прочее ☐

Обзор технологии/опыта

Описание

Снижение дебита газа происходит при скоплении жидкости в скважине из-за недостаточной скорости газа для поднятия жидкости на поверхность. Для решения проблемы скважина либо перекрывается для того, чтобы забойное давление поднялось, после чего дебит восстанавливается, либо продувается в атмосферу. В обоих случаях жидкости извлекаются путем увеличения дебита в трубах, что позволяет восстановить добычу. Один из партнеров сообщает о практике оптимизации времени продувки скважины, с помощью которой выбросы метана снижаются, а доход - повышается.

Этого удалось добиться за счет определения минимального количества времени, необходимого для продувки скважин, разработки методик для осуществления таких продувок, подготовки операторов и анализа результатов. Время для полной продувки для каждого варианта условий фонтанирования скважины (давление в устье скважины, диаметр труб, состав газа, глубина пласта) подсчитывается инженерами для каждой скважины отдельно. Обычно все зависит от пласта и глубины. Расчетное время разгрузки проверяется замерами уровней жидкости при разгрузке экспериментальной скважины. Для персонала, обслуживающего скважину, составляются графики и инструкции. Каждый оператор отвечает за контроль и учет времени разгрузки скважины. Для каждого случая возможна установка диафрагменных расходомеров. Экономия рассчитывается путем сравнения сроков разгрузки до и после с учетом частоты процедуры

Технические условия

Операторы регистрируют текущие сроки продувки каждой скважины. Инженеры подсчитывают среднее время полной разгрузки скважины для каждого варианта параметров скважины. Для гарантии полной разгрузки скважины к этому минимальному времени добавляется 10 минут. Проверка осуществляется путем наблюдения за уровнем жидкости во время продувки по сравнению с экспериментальной скважиной. Необходимо обеспечить персонал информацией о соотношении глубины и времени продувки и обучить методикам повторной сверки. После этого для достоверности отслеживается реальное время разгрузки скважины.

Область применения

Данная технология применима для газовых скважин со скапливающимися сопутствующими жидкостями, прерывающими дебит газа.

94 млн. фут.³ (2,55 млн. м³) в год

Затраты

Капитальные затраты (включая установку)

☐ <\$1 000 ☒ \$1 000-\$10 000 ☐ >\$10 000

Затраты на эксплуатацию и ТЕО (годовые)

☐ <\$100 ☐ \$100-\$1 000 ☒ >\$1 000-\$10 000

Период окупаемости (лет)

☒ 0-1 ☐ 1-3 ☐ 3-10 ☐ >10

Преимущества

Рост доходов за счет продажи газа, который ранее сбрасывался в атмосферу, является основным преимуществом оптимизации сроков разгрузки газовой скважины. Сопутствующей выгодой является снижение выбросов метана в атмосферу и увеличение объемов добычи.

Сокращение эмиссии метана

Для возобновления добычи газа метан сбрасывается в атмосферу во время продувки скважины. Один из партнеров сократил выбросы на 94 млн. фут.³ (2,55 млн. м³) в год путем внедрения данной технологии на 800 скважинах.

Экономический анализ

Принцип расчета затрат и экономии

Сокращение выбросов газа на 94 млн. фут.³ (2,55 млн. м³) при номинальной стоимости газа \$3 за 1000 фут.³ (28,3 м³) обеспечило дополнительную прибыль в размере \$282 000 в год.

Обсуждение

Срок окупаемости составляет менее года. Для определения оптимальных сроков продувки и проверки расчетов потребуется дополнительное время. Данные затраты времени окупаются ростом прибыли, снижением эмиссии метана и определением "лучшей практики".