



Methane to Markets



Снижение Выбросов Метана при Заканчивании Скважин, Капитальном Ремонте Скважин и Удалении Жидкости

Технологии и Стратегия Снижения Выбросов Метана
Семинар с Участием Независимых Российских
Производителей Нефти и Газа

4 октября, 2010 г., Москва, Россия

Дон Робинсон, Вице-Президент
ICF International

План Решения Задачи

- **Эмиссии Метана в Секторе Добычи США**

- Потери метана

- **Заканчивание скважин и капитальный ремонт**

Снижение выбросов при заканчивании скважин

- Сбережение метана/выгода
- Выгодна ли регенерация?
- Промышленный опыт

- **Удаление жидкостей**

- Плунжерные подъемные системы
- Сбережение метана/выгода
- Выгодна ли регенерация?
- Промышленный опыт



Источник: ВР

Выбросы Метана в Секторе Добычи в 2008 г (103 млрд. ф³)



Потери Метана – Сектор Добычи США

- Свыше 695 000 продуктивных газовых скважин¹ в США.
- По оценкам выбросы из устья скважин при добыче газа составляют 4 700 млн кубических метров в год²
 - Предположительно 6,8 тыс. куб. м в год на одну скважину
 - Стоимость - 113 600 руб. / на скважину в год³

¹АООС США. *Инвентаризация Эмиссий и Утечек Парниковых Газов в США 1990 – 2008*. Апрель, 2010.

²АООС. *Документ Технической Поддержки с Исходными Данными* (досье # EPA-HQ-OAR-2009-0923) для Подраздела W

³ При отпускной цене за Российский газ на Европейском Рынке в 2008 г. \$370/тыс. куб. м (11360 руб./ тыс. куб. м)
eia.doe.gov/cabs/Russia/NaturalGas.html

План Решения Задачи

■ Эмиссии Метана в Секторе Добычи США

- Потери метана
- Заканчивание скважин и капитальный ремонт
 - Снижение выбросов при заканчивании скважин
 - Сбережение метана/выгода
 - Выгодна ли регенерация?
- Промышленный опыт
- Удаление жидкостей
 - Плунжерные подъемные системы
 - Сбережение метана/выгода
 - Выгодна ли регенерация?
 - Промышленный опыт



Источник: Newfield

Потери Метана при Заканчивании Газовых Скважин

- Для газовых скважин в малопроницаемых пластах необходим гидравлический разрыв пласта
- Необходимо прочистить ствол скважины и близлежащие пласты
 - После первоначального заканчивания скважин
 - После капитального ремонта скважин, связанного с повторным разрывом
- Операторы направляют продукцию в открытый резервуар или емкость для сбора песка, выбуренной породы и жидкостей для их удаления
- Выпускают или сжигают добытый газ в факельной установке
- 1 530 млн куб. м¹ метана выпускается или сжигается в факельных установках в результате заканчивания скважин и их капитального ремонта в США; Эмиссия метана составляет 765 млн куб. м¹



Williams E&P, Glenwood Springs, CO

¹Только для заканчивания скважин и их капитального ремонта. АООС. Документ Технической Поддержки с Исходными Данными (досье # EPA-HQ-OAR-2009-0923) для Подраздела W. <www.regulations.gov>. Пересмотрено АООС.

Регенерация Метана со Снижением Выбросов при Заканчивании Скважин

- Утилизируйте природный газ и конденсат, полученные при обратной промывке скважин, вслед за гидравлическим разрывом
- Передвижное оборудование позволяет отделить песок и воду, переработать газ и конденсат с целью продажи
- Пропустите регенерированный газ через дегидратор и счетчик и направьте его в сбытовую ветку трубопровода, сократив объем газа, выпускаемого и сжигаемого на факельной установке



Передвижное оборудование для регенерации

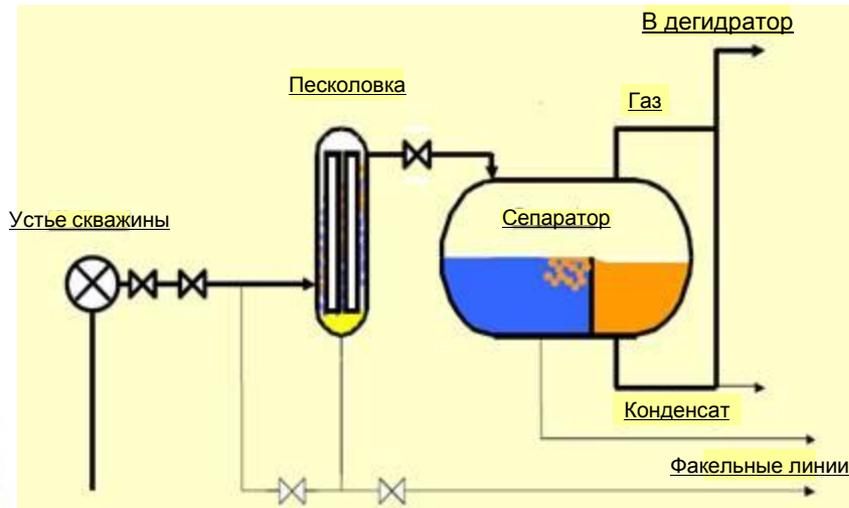
Источник: Weatherford

Снижение Выбросов при Заканчивании Скважин: Предварительные Условия

- Необходимо наличие постоянно установленного оборудования до проведения очистки
 - Трубопровод от устья скважины до сбытовой ветки трубопровода
 - Дегидратор
 - Арендованный газоносным участком узел учета
 - Складские резервуары для скважин, производящих значительные объемы конденсата
- Газ из сбытовой ветки трубопровода можно использовать для подачи топлива в компрессор и/или газлифта в скважинах низкого давления

Снижение Выбросов при Заканчивании Скважин: Оборудование

- Передвижное оборудование, устанавливаемое на салазках или автоприцепе для улавливания газа, образующегося при прочистке
 - Ловушка для песка
 - Трехфазный сепаратор
- Используйте передвижной дегидратор с твердым поглотителем для капитальных ремонтов, требующих техобслуживания гликолевых водоотделителей



Временные, Передвижные
Наземные Установки, Источник: ВР



Источник: Williams

Снижение Выбросов при Заканчивании Скважин: Скважины Низкого Давления

- Партнеры и продавцы совершенствуют использование передвижных компрессоров при слишком низком для подключения к сбытовой ветке давлении в резервуарах
 - Искусственный газлифтовый подъем до уровня прозрачной жидкости
 - Подпор газа до уровня давления в сбытовой ветке
 - Управление пробковым потоком
 - Увеличивает затраты проекта



JERRY McBRIDE / Herald

Источник: Herald

Снижение Выбросов при Заканчивании Скважин: Выгоды

- Снижение эмиссии метана при заканчивании и капитальном ремонте скважин
- Доход от продаж регенерированного газа и конденсата
- Улучшение отношений с правительственными организациями и местной общественностью
- Снижение воздействия на окружающую среду
- Повышение безопасности
- Снижение затрат на удаление отходов

Опыт Партнеров по Снижению Выбросов при Заканчивании Скважин: British Petroleum

- Капитальные вложения около 15 000 000 рублей на один комплект на салазках, состоящий из передвижных трехфазных сепараторов, ловушек для песка, и резервуаров в окрестностях Rocky Mountain Region (США)
- Использование газоуловителей на 106 скважинах
- Общее количество сохраненного природного газа составляет примерно 9,9 млн. куб. м в год.
 - 93,4 млн. куб. м на скважину в среднем
 - Консервативная оценка чистой стоимости сохраненного газа составляет 700 000 рублей на скважину¹
- 6 700 баррелей в год для сохраненного конденсата
- 1,5 года составит период окупаемости для природного газа и конденсата на основе цен компании BP на природный газ

¹ Стоимость природного газа по оценке компании составила 7,600 рублей/млн. куб. м

Опыт Партнеров по Снижению Выбросов при Заканчивании Скважин: ВР

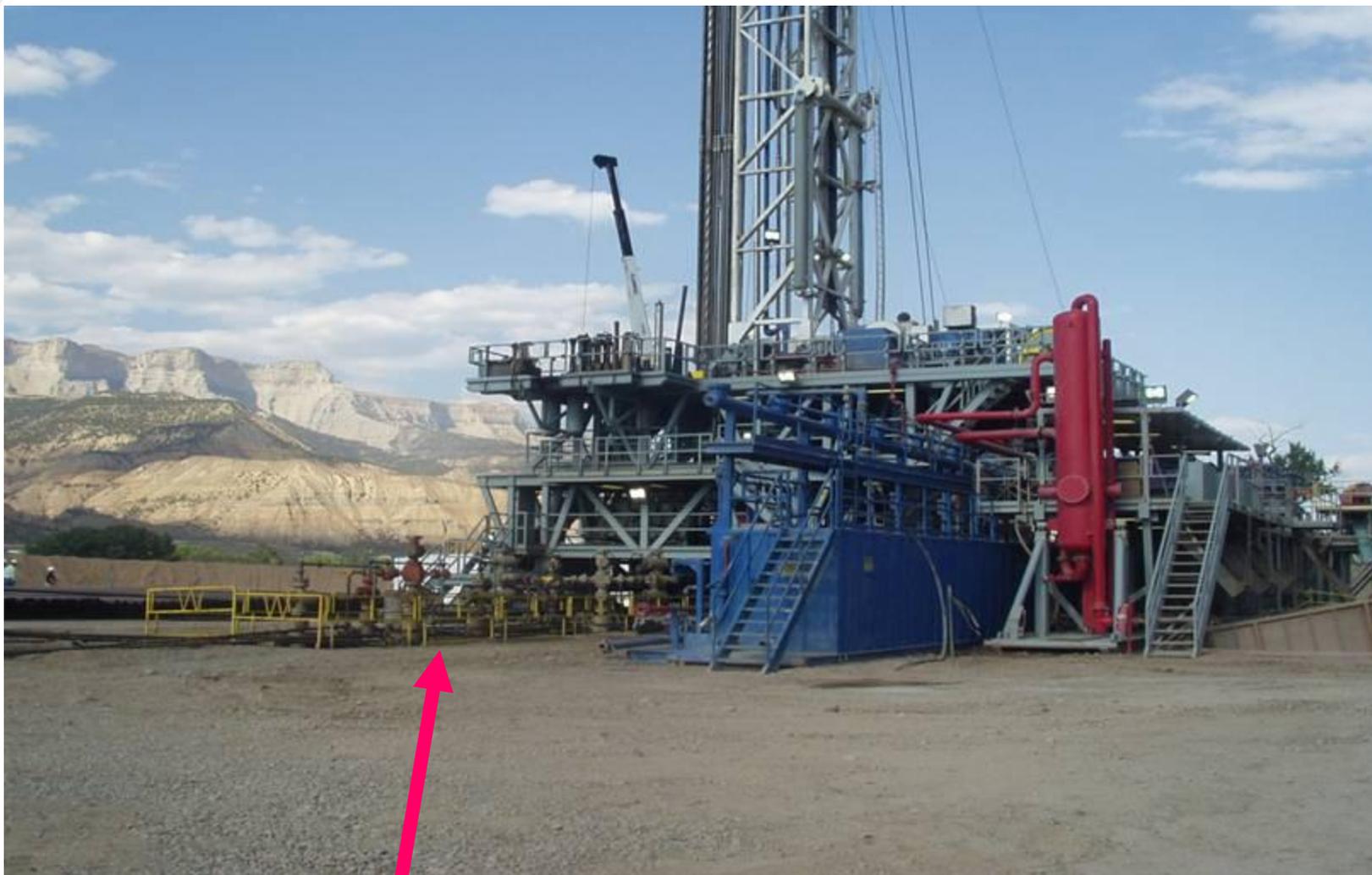
- К концу 2005 г., ВР сообщила о сохранении:
 - 116 млн. куб. м газа и
 - 53 000 баррелей конденсата¹



Передвижной трехфазный сепаратор, Источник: ВР

¹ Комбинация деятельности в штатах Монтана и Вайоминг, США.

Опыт Партнеров по Снижению Выбросов при Заканчивании Скважин: Williams



Два ряда близкорасположенных четырех скважин

Источник: Williams

Опыт Партнеров по Снижению Выбросов при Заканчивании Скважин: Williams

- Продуктивный горизонт месторождения Williams Fork (Piceance Basin) – низкопроницаемый, плотный, линзовидный песчаник (пористость 10%, диапазон проницаемости от 1 до 10 микродарси).
- Скважины пробурены на глубину от 2 000 до 2 750 метров
- Давление потока находится в диапазоне от 100 до 170 атм
- Для экономической эффективности скважин требуется стимулирование разлома
- Гидравлический разрыв примерно за 5-6 этапов на скважину
- Применяется оборудование BRECO на салазках для промывки обратным потоком, которое используется для разделения песка, воды и газа при первоначальной промывке обратным потоком
- BRECO на салазках для промывки обратным потоком размещается на типовом кусте из 4 скважин на срок 32 дня

Опыт Партнеров по Снижению Выбросов при Заканчивании Скважин: Williams

Заканчивание скважин в Piceance

- Осуществляется обратная промывка скважин, водой в течение первых 12 часов, которая потом направляется в оборудование BRECO на салазках
- Устанавливается заглушка для изоляции от этапа гидравлического разрыва (в среднем 5 - 6 этапов на скважину)
- Заглушка высверливается при помощи установки для капитального ремонта скважин
- Газ подается в комплект для промывки обратным потоком после гидравлического разрыва и до высверливания заглушек



Опыт Партнеров по Снижению Выбросов при Заканчивании Скважин: Williams

Комплект ВРЕСО на салазках для промывки обратным потоком



Опыт Партнеров по Снижению Выбросов при Заканчивании Скважин: Williams

Как работает BRECO?

- В емкости для песка песок отделяется от обратного потока жидкости
- В емкости для газа происходит отделение газа от воды, которая используется для гидравлического разрыва
 - Газ направляется в сбытовую ветку трубопровода
- Песок выгружается в запасной резервуар вручную
- Вода сбрасывается в сборные емкости автоматически
 - Вода фильтруется и повторно используется при последующих работах по гидравлическому разрыву
- Комплект на салазках для промывки обратным потоком работает под давлением на 2-4 атм выше давления на сборной линии, которое составляет примерно от 19 до 23 атм в Piceance Basin

Опыт Партнеров по Снижению Выбросов при Заканчивании Скважин: Williams

Когда используется комплект для промывки обратным потоком?

- После стимулирования разрыва в каждой зоне
- После разрыва во всех зонах во время ожидания применения установки капитального ремонта скважин для высверливания заглушек и окончательного заканчивания скважин (до 10 суток)
- Производительная скважина должна иметь промысловые трубопроводы, ведущие в систему сбора
- Разведочные и вновь пробуренные скважины не заканчиваются с применением технологии регенерации газа (REC Technology). В течение 1 месяца скважины на типовом кусте из 4 скважин соединены с комплектом на салазках для промывки обратным потоком

Снижение Выбросов при Заканчивании Скважин: Экономический Анализ

СТАТИСТИКА ПРОМЫВКИ ОБРАТНЫМ ПОТОКОМ, УСРЕДНЕННАЯ ДЛЯ ОДНОЙ СКВАЖИНЫ	
Среднее количество дней обратной закачки =	32
Среднее количество газа в млн. куб. м сохраненного при обратной закачке =	651
Среднее количество газа в млн. куб. м сохраненного при обратной закачке в день =	20
Средняя выручка от обратной закачки (\$) =	4 300 000 руб.
Средние затраты на бурение/заканчивание скважины (\$) =	От 43 до 46 млн руб.
Средние затраты на обратную закачку (\$) =	364 200 руб.
Средняя чистая экономия от обратной закачки (\$) =	4 000 000 руб.
CH ₄ регенерированный в 2005 г. =	169 млн куб. м или 0.45 млн куб. м /сут.

Оценка среднего значения концентрации метана в газе: 89.043 % об.
Данные, сообщенные партнером Программы Natural Gas STAR (Williams)

Снижение Выбросов при Заканчивании Скважин: Выводы

- Снижается эмиссия метана, мощного парникового газа (ПГ)
- Тип заканчивания скважины определяет жизнеспособность технологий снижения выбросов при заканчивании скважин
- Вода и жидкость, образующиеся в результате действий по снижению выбросов при заканчивании скважин, используются повторно
- Устраняются выбросы, шум и причины для жалоб граждан, связанных с факельным сжиганием
- Повышается добавленная экономическая ценность

План Решения Задачи

- **Эмиссии Метана в Секторе Добычи США**
 - Потери метана

- **Заканчивание скважин и капитальный ремонт**
 - Снижение выбросов при заканчивании скважин
 - Сбережение метана/выгода
 - Выгодна ли регенерация?
 - Промышленный опыт

- **Удаление жидкостей**
 - Плунжерные подъемные системы
 - Сбережение метана/выгода
 - Выгодна ли регенерация?
 - Промышленный опыт



Источник: BP

Потери Метана – Удаление Жидкости из Скважин Природного Газ

- Продувки для удаления жидкости могут приводить к выбросу в атмосферу от 2 до 45 тысяч куб. м в год на одну скважину ¹
- Накопление жидких углеводородов или воды в обсадных трубах скважины снижает производительность и может привести к остановке производства
- Операторы вентилируют (т.е. продувают) скважины в атмосферу для вытеснения жидкости

¹ Mobil. *Исследование на конкретном примере Pig Piney (1997)*. Изложено на семинаре Natural Gas STAR. Также можно найти в: АООС. *Извлеченные Уроки: Установка плунжерных подъемных систем в газовых скважинах*. Октябрь 2006. epa.gov/gasstar/tools/recommended.html

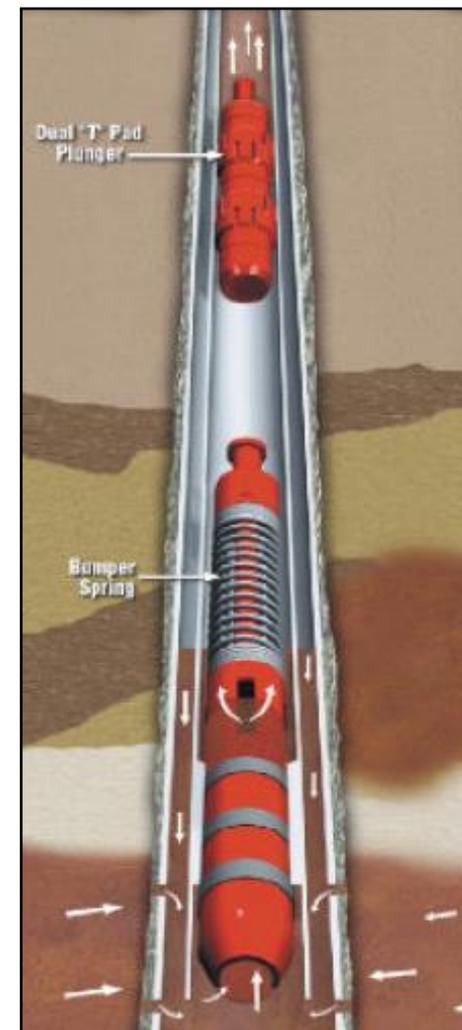


Удаление Жидкости с Помощью Плунжерных Подъемных Систем

- В традиционных плунжерных подъемных системах используется рост давления в газовых скважинах во время их остановки для выталкивания ствола жидкости на поверхность без выпуска газа
- Газовые скважины США обустроены 175 000 плунжерными системами¹
- В результате применения плунжерных систем, эмиссии сокращаются на 4 600 млн м³/год²
- Производительность газа повышается на 10% за счёт плунжерных подъёмных систем

¹Оценка продавцов плунжерных лифтов

²В предположении о том, что 40% плунжерных систем оснащены “разумной” автоматикой, 50% сокращения эмиссий произойдет за счёт применения плунжеров и 75% сокращения за счёт разумной автоматики



Источник: Weatherford

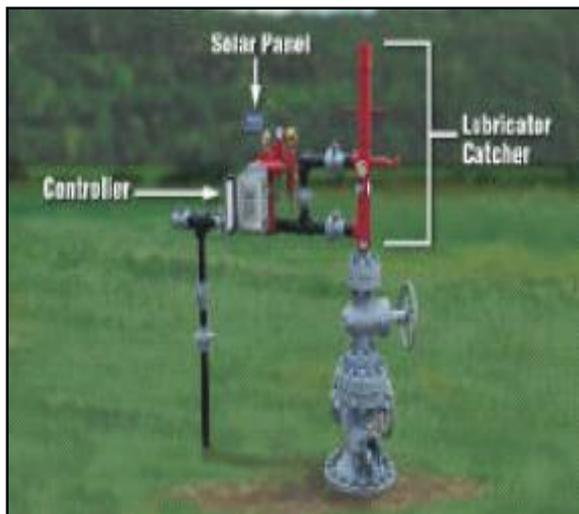
Традиционные Плунжерные Подъёмные Системы Обладают Значительными Недостатками

- Постоянные циклы могут не соответствовать рабочим характеристикам скважины
 - Циклируют слишком часто (высокая скорость запуска)
 - Плунжер не полностью загружен
 - Циклируют слишком поздно (низкая скорость запуска)
 - Плунжер перегружен, застревает
 - Давление при остановке скважины не достаточно для поднятия плунжера и жидкостей на поверхность
 - Может возникнуть потребность продувки с целью поднятия плунжера
- В результате перегруженных плунжерных систем создаётся необходимость неавтоматического выпуска газа

Выпуски Газа на Скважинах – “Разумная” Автоматика

- Автоматизация может улучшить работу плунжерных подъёмных систем за счёт контроля параметров устья скважины, таких как:
 - трубное и межтрубное давление
 - пропускная способность
 - время хода плунжера
- Используя данную информацию, система может оптимизировать время цикла плунжера с целью:
 - сокращения выпусков газа из скважин в атмосферу
 - восстановления большего объёма газа
 - дальнейшего сокращения эмиссий метана

Автоматизированные Регуляторы



Источник: Weatherford

- Низковольтные; питаются от перезаряжаемой солнечной батареи
- Наблюдают за параметрами скважины
- Корректируют цикл плунжера

■ Дистанционное управление скважиной

- Непрерывная регистрация информации
- Дистанционная передача данных
- Дистанционное принятие инструкций
- Наблюдение за другой аппаратурой



Источник: Weatherford

Сбережения Метана

- Оптимизированный цикл плунжера для отвода жидкостей повышает производительность на 10% - 20%¹
 - Дополнительное повышение производительности на 1% достигается за счёт предотвращения выпуска газа
- Сбережения эмиссий метана на типичной скважине в США, требующей удаления жидкостей, оцениваются в 12 тыс. куб. м в год



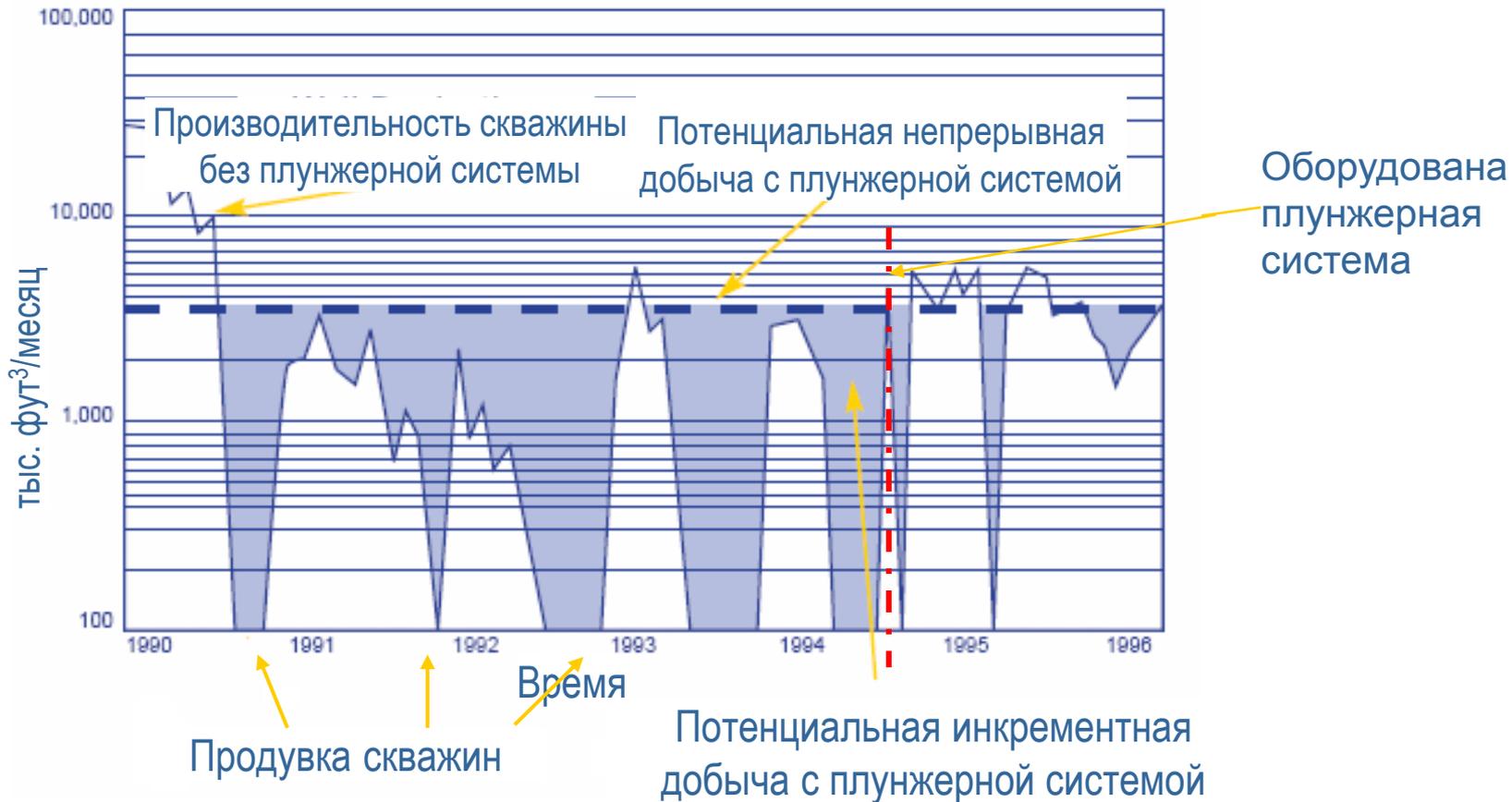
Источник: BP

¹ Сообщено Weatherford, Технологии Производителей по Программе Natural Gas STAR

Семинар по передаче технологий, Апрель 2008.
epa.gov/gasstar/workshops/techtransfer/index.html

Повышенная Производительность Является Основной Выгодой Применения Плунжерных Подъёмных Систем

Службы управления производством
Скважина 9N-27E пласта Spiro



Другие Выгоды

- Сниженные затраты на рабочую силу
- Непрерывно оптимизируемые условия добычи
- Дистанционное определение вероятных опасных производственных условий
- Проверка и регистрация данных аппаратуры на участке
 - Гликолевый дегидратор
 - Компрессор
 - Резервуар для хранения
 - Установка для сбора резервуарных паров

Выгодна ли регенерация газа?

- Стоимость установки “разумной” автоматизированной системы регуляции: ~ 323 000 руб.
 - стоимость традиционного регулятора плунжерной системы: ~ 162 000 руб.
- Сбережения на рабочей силе: удвоенная продуктивность
- Повышение производительности: увеличение выработки от 10% до 20%
- $(\text{тыс. куб. м/год}) \times (10\% \text{ увеличение выработки}) \times (\text{цена на газ})$
 $+ (\text{тыс. куб. м/год}) \times (1\% \text{ экономия на выбросах}) \times (\text{цена на газ})$
 $+ (\text{рабочие часы/год}) \times (0,5) \times (\text{ставка заработной платы})$

 $= \text{Экономия в рублях за год}$

Экономический Анализ

- Недисконтированные сбережения на усредненную скважину =
(1 400 тыс. куб. м/год) x (10% увеличение выработки) x (11 360 руб./тыс. куб. м¹)
+ (1 400 тыс. куб. м/год) x (1% экономия на выбросах) x (11 360 руб./тыс. куб. м)
+ (500 рабочие часы/год) x (0,5) x (490 руб./час)
- затраты на установку (323 000 руб.)

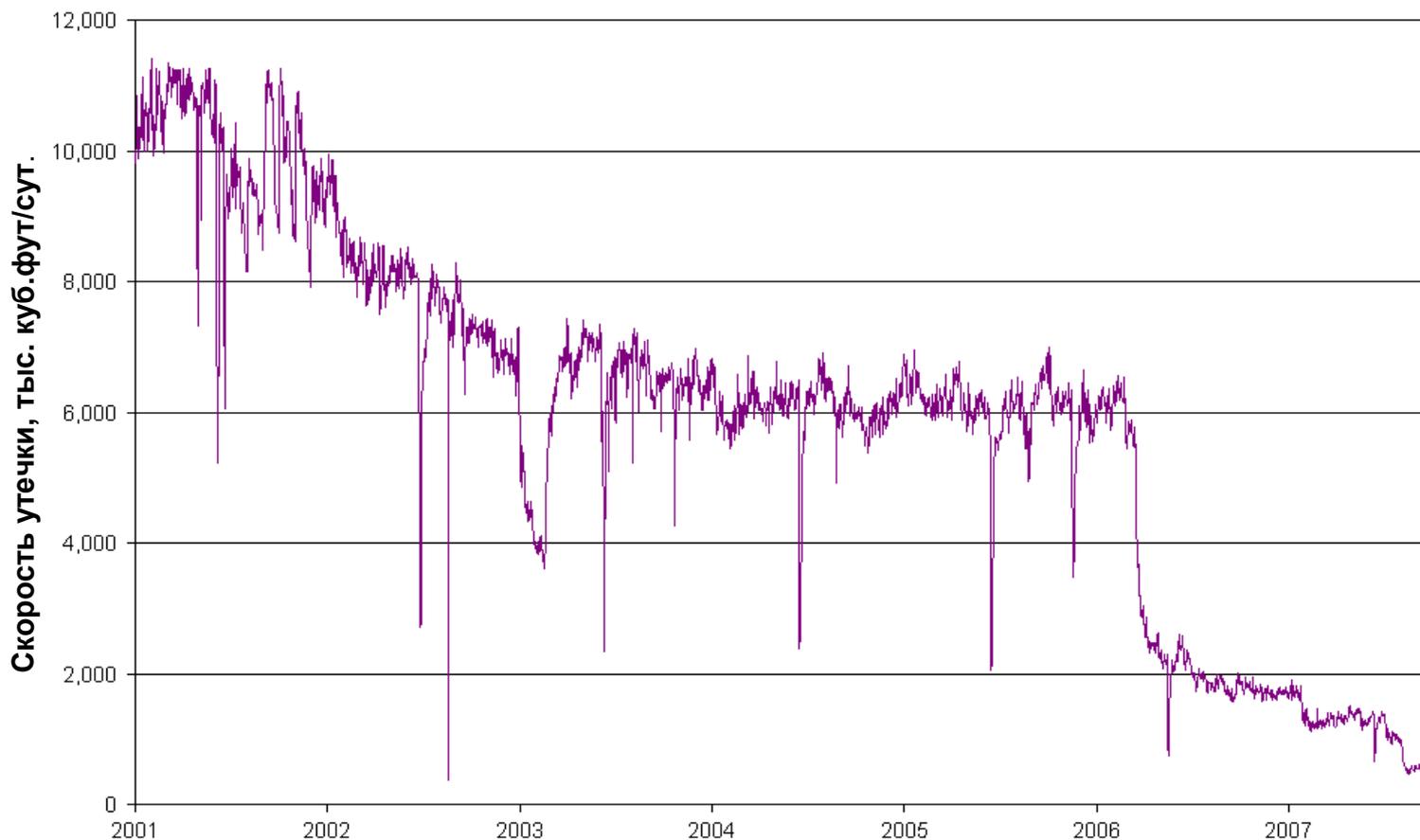
Экономия 1 550 000 руб. за первый год
Срок простой окупаемости 3 месяца

Промышленный Опыт: British Petroleum (BP)

- Первый проект плунжерной подъемной системы запланирован и субсидирован в 2000 г.
- Экспериментальная установка и тестирование в 2000 г.
 - Установлены плунжерные подъёмные системы с автоматизированными системами регуляции на ~2200 скважинах
 - Затраты на установку удаленного терминала (RTU) составляют ~460 800 руб. на одну скважину
 - Затраты на установку главной системы составляют от 1 536 000 до 23 040 500 руб.
- Сокращение эмиссий на 50% с 2000 до 2004 г.
- Установка программируемых логических контроллеров в 2006 г.
- Сокращение выпуска газа на 90% в 2007 г. против 2000 г.

Сокращение Выпусков Газа на Скважинах с Использованием Плунжерных Подъёмных Систем и “Разумной” Автоматики - Компания ВР

Ежедневные объемы выпуска



Контактная и Дополнительная Информация

- Более подробная информация об этих методах и о свыше 80 других методов имеется на сайте:
epa.gov/gasstar/tools/recommended.html
- Для получения информационной поддержки в дальнейшем просьба направлять вопросы:

Сьюзи Волтцер
Агентство по Охране Окружающей
Среды США, Программа STAR
waltzer.suzanne@epa.gov
(202) 343-9544

Дон Робинсон
ICF International
drobinson@icfi.com
(703) 218-2512

