

Глобальная инициатива по снижению выбросов метана

ПОВЫШЕНИЕ ПРИБЫЛЬНОСТИ

**путем сбора резервуарных паров и снижением давления в головке
обсадной колонны**

Практические решения и конкретные примеры

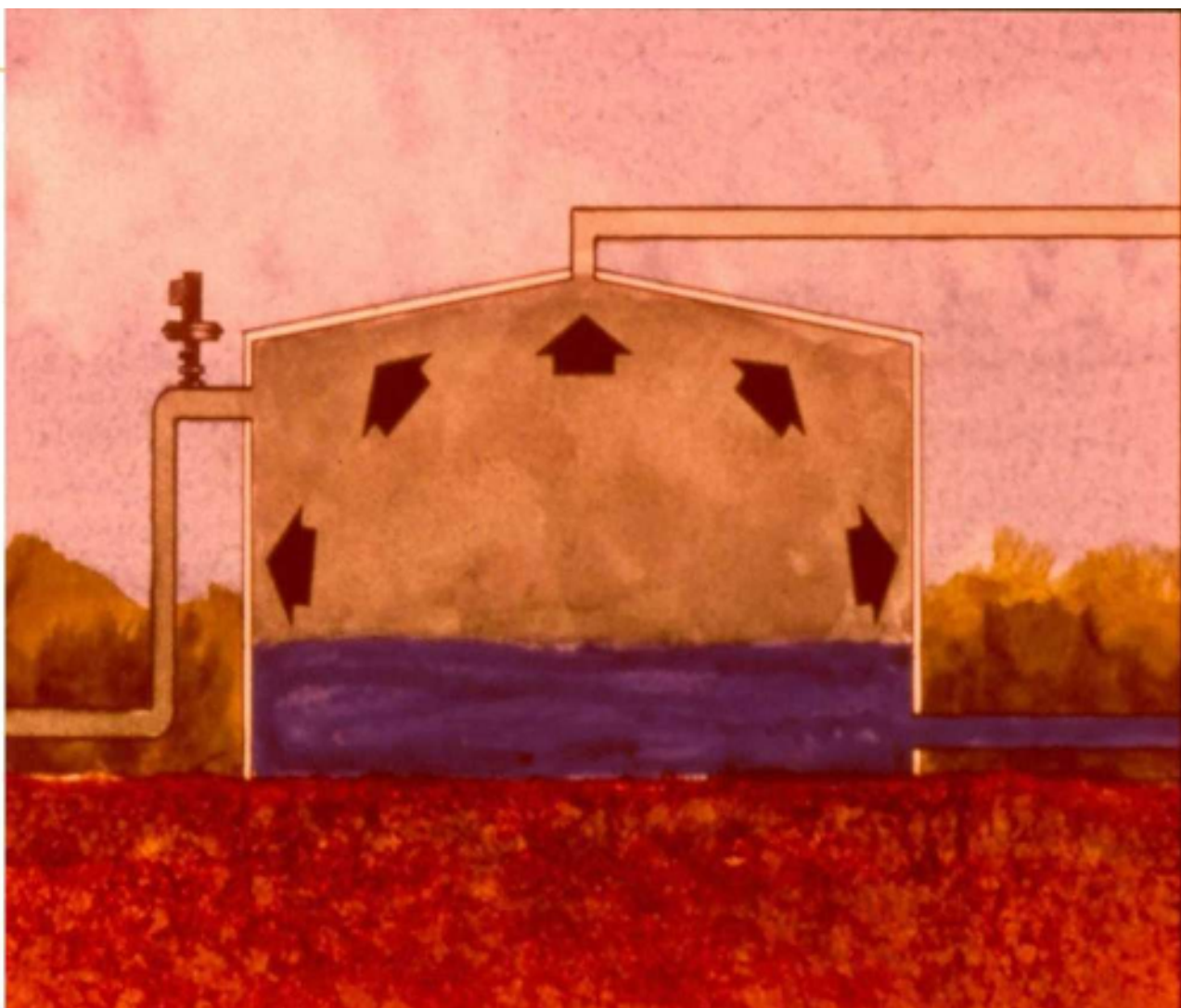
16 марта 2012 г.

Eric McDonald, начальник производства

HY-BON Engineering Company, Inc.

Системы сбора резервуарных паров

Что такое сбор резервуарных паров?



По мере отстаивания нефти в емкости из нее выделяются испарения, в результате чего в емкости растет давление.

В год из нефтехранилищ теряется около 26,6 млрд.куб.ф. метана.

- Потери при мгновенном испарении
- перекачка из емкости высокого давления в емкости с низким давлением

- Потери при переработке
 - при изменении уровня нефти и при размешивании нефти в емкости
- Постоянные потери
 - сезонные изменения температуры и давления

Источник: Natural Gas STAR Partners

СИСТЕМЫ СБОРА ПАРОВ

Цель

Системы сбора резервуарных паров проектируются в соответствии со стандартами ЕРА и призваны обеспечить дополнительную прибыль компаниям, ведущим добычу нефти, и остановить утечку нефтяных паров в атмосферу.

В нефтяных парах содержатся метан, этан, пропан, бутан, пентан и другие газы, влияющие на плотность добытой нефти.

Расcеяние этих компонентов в атмосфере из обычных нефтехранилищ приводит к снижению плотности жидкости в емкостях, в результате чего снижается ее стоимость.

Как работает система

Емкость (или ряд емкостей нефтехранилища, соединенных манифольдом с общим впускным трубопроводом) соединена трубой с сепаратором газа на входе установки сбора паров.

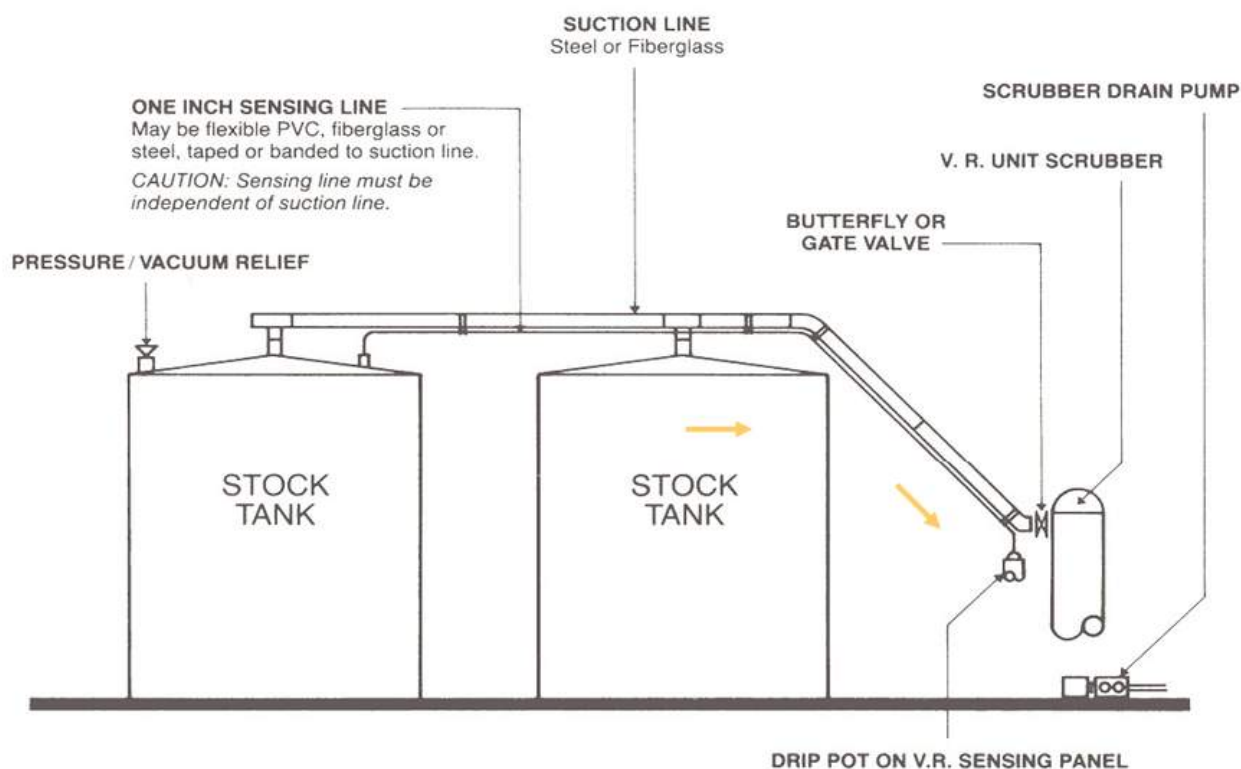
Из емкости к каплеуловителю на пульте управления идет независимая линия датчика давления. Такая линия должна иметь независимое соединение с емкостями нефтехранилища и, если это практически выполнимо, с общим впускным трубопроводом.

Выпускная линия, идущая из установки сбора паров, соединяется с линией сбора газа, с измерителем потока или со всасывающей линией компрессора добываемого газа или же со всеми тремя этими линиями.

Система осушения газа на сепараторе обычно соединена с емкостями

нефтехранилища.

Электрическая часть системы управления может быть смонтирована на удалении или же должна быть смонтирована во взрывобезопасном исполнении (NEMA 7X).



(снизу вверх и справа налево)

Впускная линия (сталь или стеклопластик)

Дюймовая линия датчика – может быть выполнена из ПВХ, стеклопластика или стали, закрепляется на впускной линии. **ВНИМАНИЕ!** Линия датчика должна быть независимой от впускной линии.

Насос для отвода конденсата.

Сепаратор газа на входе установки.

Шибберная заслонка или двухстворчатый клапан.

Каплесборник на панели датчика установки.

Примечания.

Все линии прокладываются горизонтально или же со снижением по направлению к впускной линии установки, как это показано на схеме.

Жидкости с газоочистителя подаются обратно в емкости нефтехранилища или в сборник отходов.

Система должна быть закрытой и не допускать попадания воздуха.

Как работает система

Для успешной работы системы сбора паров необходимо, чтобы она была закрытой.

Система программируется таким образом, чтобы при определенной заданной точке она срабатывала автоматически. Обычно система включается при давлении 2" W.C. (водяного столба).

По мере того, как давление на емкостях снижается примерно до 1 - 1/2 W.C., включается режим байпас, и небольшая доля выпускаемого объема направляется обратно в газоочиститель, стоящий на входе установки. Это позволяет снова поднять давление в емкостях хранилища, и когда оно достигает 2" W.C., байпас закрывается. Если при работе в режиме байпас давление на емкостях все же продолжает снижаться, установка останавливается до тех пор, пока давление не возрастет.

Во избежание падения давления на любой из емкостей хранилища установка обычно останавливается при 1/2 W.C.

Выгоды от применения установки сбора паров

Собирается до 95% паров углеводородов, накапливающихся в емкостях.

Рекуперированные пары отличаются гораздо более высокими теплотворными параметрами, чем природный газ, подаваемый через трубопроводы.

Рекуперированные пары могут быть более ценными, чем один только метан.

Снижается возможность понести ответственность перед контролирующими органами.

Критерии для использования установок сбора нефтяных паров

- Постоянный источник и достаточное количество потерь
- Наличие системы сбора
- Использование собранных паров
- Доступ к трубопроводу или возможность использования на месте
- Емкости нефтехранилища должны работать в режиме соблюдения местного/федерального законодательства по охране воздушной среды.

Определение объемов потерь

Измерение потерь с использованием диафрагменного газового расходомера.

Оценка потерь по таблицам, составленным на основе свойствах, давлении и температуры нефти в каждом отдельном случае.

Стоимость собранных паров

Общая прибыль за год =

$(Q \times P \times 365 \times B) + NGL$

Q = Объем сбора паров, млн. куб.ф. в день

P = Цена природного газа

B = Поправка на Btu (обычно 2,5)

NGL = Стоимость продуктов сжижения природного газа

ОКУПАЕМОСТЬ

Финансовый анализ проектов сбора нефтяных паров

Предельная производительность (млн. куб.ф. в день)	Установка и капитальные затраты ¹ (\$)	Эксплуатация и техобслуживание (\$/год)	Стоимость газа ² (\$/год)	Окупаемость ³	Отдача на инвестиции (%)
25	26,470	5,250	25,869	1 год, 4	73

				месяца	
50	34,125	6,000	51,738	9 месяцев	132
100	41,125	7,200	103,477	7 месяцев	234
200	55,125	8,400	206,955	3 месяца	360
500	77,000	12,000	465,648	2 месяца	589

¹ Стоимость единицы плюс оценочная стоимость установки, равная 75% стоимости единицы.

² \$5.67 за млн. куб.ф. x 1/2 производительности x 365. Предполагаемая цена включает стоимость газа с повышенным Btu (1,285 Btu/станд.куб.ф).

³ При ставке дисконтирования 10% для будущей экономии. Не включена стоимость сжиженной фракции собранных паров.

⁴ Расчет сделан на 5 лет.

⁵ Источник: Natural Gas Star Partners

ПРОЦЕСС ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ОБ УСТАНОВКЕ СБОРА НЕФТЯНЫХ ПАРОВ

Определение возможных точек установки.

Определение объемов потерь (целесообразности инвестирования)

Определение стоимости потерь, которые поддаются рекуперации.

Определение стоимости проекта.

Определение экономических параметров проекта.

Практический опыт: ConocoPhillips

Установки рекуперации паров смонтированы в Бейкере, Монтана.

Предполагалась установка в различных местах, так что сначала был проведен анализ вариантов.

Объемы потерь в разных местах варьировались от 30 млн. куб.ф. до 350 млн. куб.ф. в день.

Давление в трубопроводах также было разное, от 20 до 40 psig.

Сбор паров производится на следующих объектах:

- емкости нефтехранилищ
- емкости с пластовых вод
- Все манифольды образуют замкнутую систему.
- Для заполнения емкостей используется защитный газовый слой.

C. 15

Практический опыт: ConocoPhillips

Оценивались ротационное винтовое и роторно-лопастное устройства.

Принимая во внимание значительные колебания объемов на участке и низкое давление на выходе для установки сбора паров было выбрано роторно-лопастное устройство.

Пилотный проект был осуществлен на 3 участках, а затем эти установки появились еще на 6 участках.

Установки проектировались с расчетом на оптимальное улавливание паров.

- На емкостях нефтехранилища были установлены датчики давления
- Линии подвода имели наклон к установке.
- Все компоненты разрабатывались специально для обеспечения сбора паров.
- Автоматическая система переработки и байпасов.

C. 16



Вакер, Монтана, ConocoPhillips – Установка сбора паров;
Фото любезно предоставлено Hu-bon Engineering



Вакер, Монтана, СопосоPhillips – Установка сбора паров;
Фото любезно предоставлено Hy-bon Engineering



Вакер, Монтана, СопосоPhillips – Установка сбора паров;

Фото любезно предоставлено Hy-bon Engineering



Вакер, Монтана, ConocoPhillips – Установка сбора паров;

Фото любезно предоставлено Hy-bon Engineering

Практический опыт: ConocoPhillips

Данные по окупаемости – Установка, работающая на 9 емкостей нефтехранилища

- Цена покупки установки \$475,000
- Оценочная стоимость монтажа \$ 237,500

- Общие капитальные затраты \$ 712,500

Приблизительный доход от газа

- 1,050 млн.куб.ф в день x \$6/ млн.куб.ф (2005 – 2006 гг.) X 30 дней = \$189,000/ месяц
- Возврат капитальных инвестиций < 4 месяцев
- Установки смонтированы в 2005 и в начале 2006 года и продолжают работать. Все задачи по обеспечению дополнительного дохода и соблюдению природоохранных норм выполняются по сей день.

СТРАТЕГИЯ ПО СБОРУ ГАЗА ИЗ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

ГАЗ ИЗ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Согласно оценкам, в США около 18 млрд.куб.ф метана в год теряется за счет выхода газа из скважин и сжигания в факелах. Во многих нефтедобывающих странах эти потери исчисляются в миллиардах куб. футов в день.

Два основных источника потерь:

- Газ, отходящий из газоочистителей или сжигаемый в факелах при переработке нефти.
 - При разделении газа и воды
- Газ из обсадных колонн
 - В большинстве зрелых пластов выход нефти больше при снижении давления

газа в обсадной колонне (или затрубном пространстве)

- Это часто достигается выпуском газа из обсадной колонны в устье скважины или вблизи него.

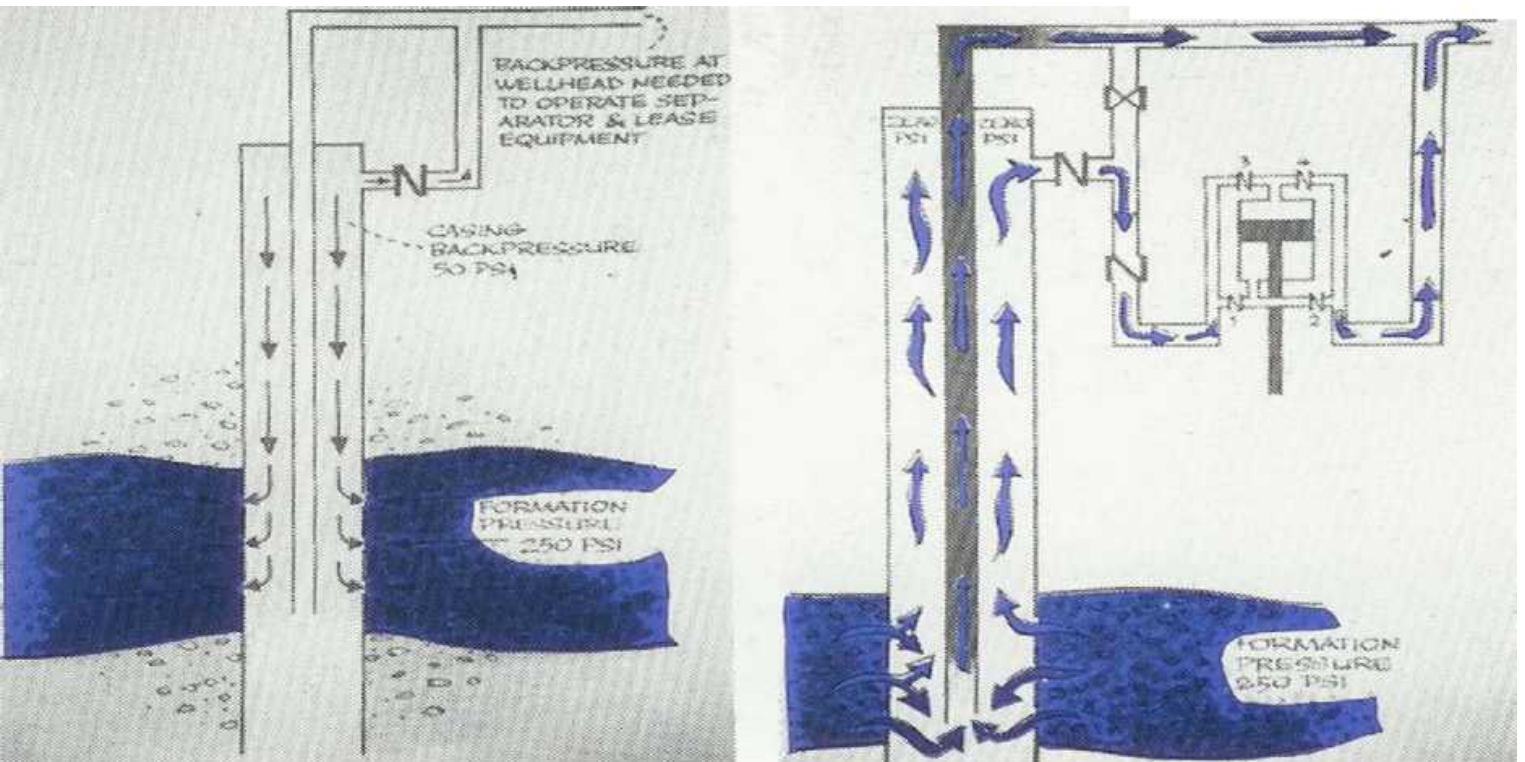
Снижение противодавления

До сжатия

После сжатия

Из-за противодавления в устье скважины необходимо использование сепаратора и оборудования, взятые по лизингу.

противодавление в обсадной колонне 50 psi.



Противодавление снижается на стенке коллектора, благодаря чему большее количество углеводородов притекает в ствол скважины.

Ограничение противодавления сдерживает приток углеводородов в ствол скважины.

Пример нефтегазового проекта, запущенного весной 2006 года

Факелы для газа из обсадных колонн x 234 скважины = около 1000 млн.куб.ф в день.



Установки 100 HP для снижения давления в обсадной колонне были установлены в

разных местах на месторождении.

Восемь таких установок были смонтированы в таких точках, чтобы обеспечить работу на 234 скважинах (30 скважин на одну установку).

Использовались ротационные винтовые компрессоры, устанавливаемые после охладителей.



Более 30 лет газ сжигался здесь в факелах с низким подъемом.

Результаты осуществления проекта

В факелах больше не сжигается по 1 млн. куб. футов газа в день.

Добыча нефти

Рост примерно на 8%.

Добыча конденсата

Около 122 баррелей в день.

Продажи составляют 545 млн. куб. футов остаточного газа в день.

Рекомендуемые действия

1. Определение месторождений, где применение этих установок даст хорошие результаты.

HY-BON накопила 15-летний опыт снижения давления в обсадных колоннах в скважинах, пробуренных в пермском бассейне.



2. Мобильная установка с двигателем на природном газе транспортируется на место испытаний, которые будут продолжаться 45 дней.



3. Оборудование, смонтированное на опорной раме, передвигается на место установки на следующей скважине. Линия, соединяющая ряд скважин, высвобождается.