

Увеличение дохода за счет улавливания паров и снижения давления в колонной головке *Практика применения и примеры*

9 ноября 2011 г.

Ларри Ричардс, президент и исполнительный директор
Hy-bon Engineering Company, Inc.

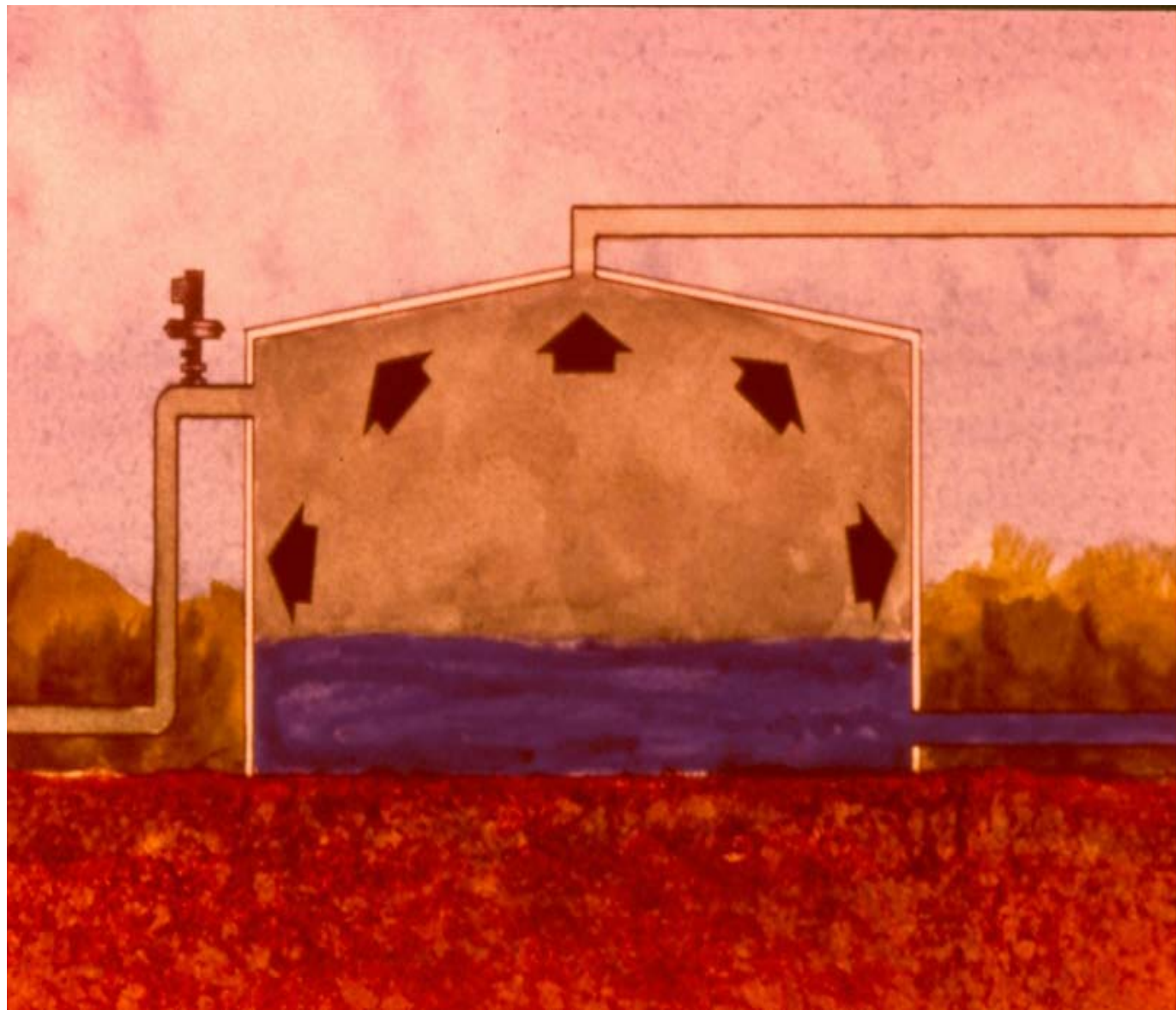


Системы улавливания паров

Что означает
«улавливание паров»?

Эксплуатация резервуаров-хранилищ

По мере того, как нефть оседает в резервуарах-хранилищах, происходит выделение паров и давление внутри резервуара увеличивается



Источники потерь метана

- Потери метана от резервуаров-хранилищ составляют около 26,6 млрд. куб. футов/год
 - Импульсные потери
 - Происходят при транспортировке сырой нефти из емкости с высоким давлением в емкость с низким давлением
 - Рабочие потери
 - Происходят при изменении количества сырой нефти и при ее взбалтывании в резервуаре-хранилище
 - Регулярные потери
 - Происходят при ежедневных и сезонных изменениях температуры и давления

Источник: компании-партнеры программы Natural Gas STAR

Системы улавливания паров

Цель

Установки улавливания паров, спроектированные в соответствии со стандартами Агентства США по охране окружающей среды («EPA»), приносят дополнительный доход нефтедобывающим компаниям и сокращают эмиссию паров из резервуаров-хранилищ в атмосферу.

Большинство паров содержат различное количество метана, этана, пропана, бутана и пентана и т.п. и составляют значительную часть веса нефти местного происхождения.

Утечка этих паров из обычного резервуарного парка в атмосферу приводит к снижению веса жидкости в резервуарах-хранилищах, а, следовательно, и к **сокращению ее стоимости.**

Принцип работы системы улавливания паров

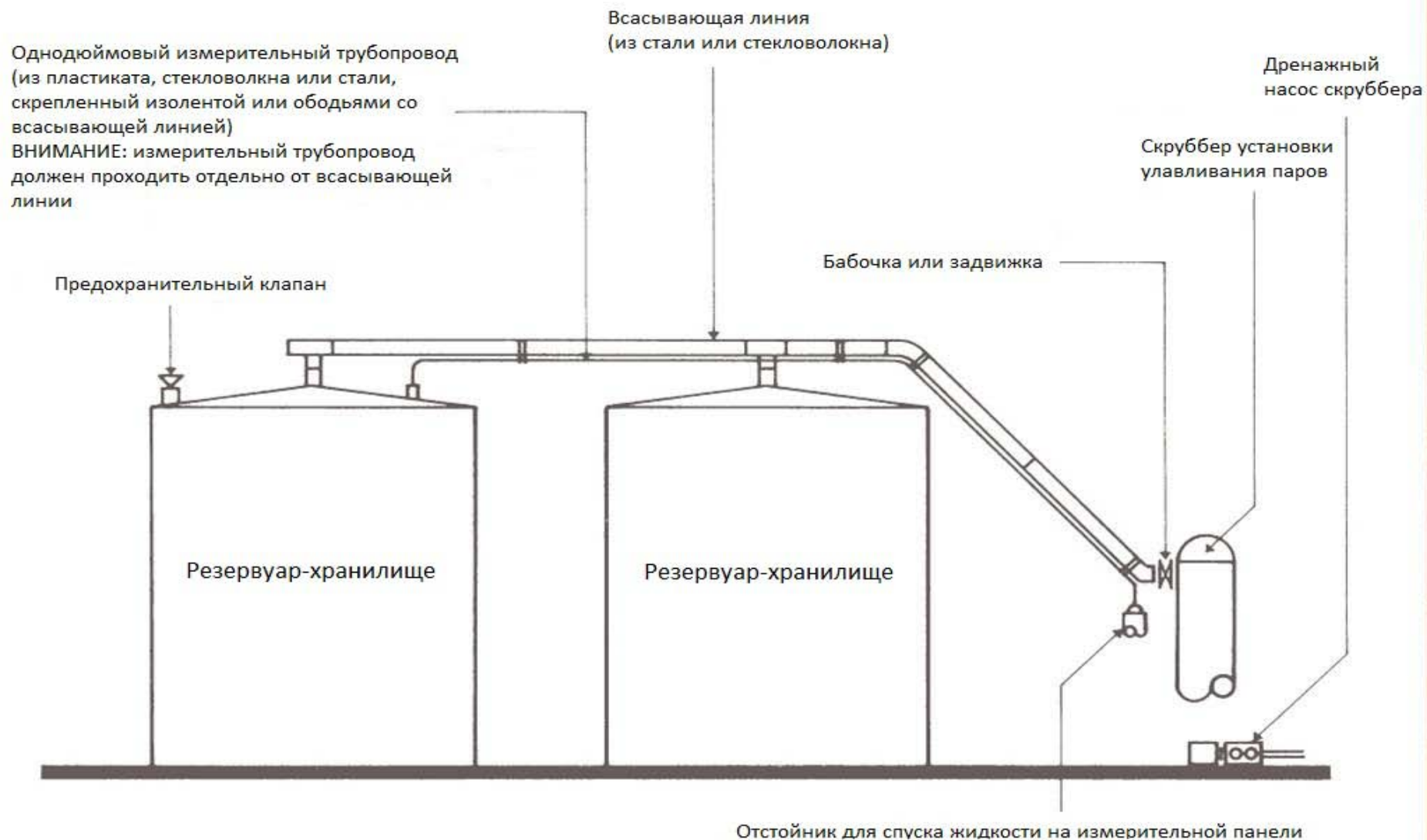
От резервуара-хранилища (или резервуаров-хранилищ, подсоединенных системой труб к единой всасывающей линии установки улавливания паров) проходят трубы ко входному газосепаратору установки улавливания паров.

От каждого резервуара к контрольной панели установки улавливания паров проходит отдельный измерительный трубопровод, обычно диаметром в 2 дюйма. Такой трубопровод должен быть отдельно подсоединен к резервуарам и должен находиться в необходимой степени удаленности от приемной линии.

Нагнетательный трубопровод системы улавливания паров подсоединяется к газосборной линии, расходомеру, всасу промышленного газового компрессора или ко всему перечисленному одновременно.

От дренажной системы скруббера трубы проходят либо к сливу либо обратно к резервуарам-хранилищам.

Электронная панель управления можно установить на расстоянии либо на салазках вблизи системы. В последнем случае необходимо наличие взрывобезопасного ограждения (NEMA 7X).



Примечания:

Все линии труб должны быть расположены горизонтально или под наклоном к установке улавливания паров, как показано на рисунке.

Флюиды из скруббера поступают по трубам обратно в резервуары или в сток.

Система должна быть закрытой и воздухонепроницаемой.

Принцип работы системы улавливания паров

Поддержание «закрытого», воздухонепроницаемого, состояния является необходимым условием успешного функционирования системы улавливания паров.

Системы улавливания паров запрограммированы на автоматический старт в установленный момент. Как правило, установка приходит в действие при давлении в 2 дюйма водяного столба.

По мере того как давление в резервуаре-хранилище (или резервуарах-хранилищах) падает до приблизительно 1 – 1,5 дюйма вод. ст., активизируется режим транзитной передачи и небольшая часть потока направляется обратно в скруббер всаса компрессора. Это позволяет снова повысить давление, и, когда оно достигает отметки в 2 дюйма, режим транзитной передачи отключается. Если в таком режиме давление в резервуаре-хранилище продолжает падать, установка прекратит работу до того момента, когда давление восстановится до пускового уровня.

Во избежание падения давления ниже атмосферного в каком-либо из резервуаров, давление закрытия компрессора обычно поддерживается в размере 0,5 дюйма вод. ст.

Преимущества систем улавливания паров

- \$ Позволяют захватить до 95% паров углеводородов, скапливающихся в резервуарах-хранилищах
- \$ Извлеченные пары имеют намного более высокое тепловое содержание нежели природный газ, поставляемый в сбытовой трубопровод
- \$ Извлеченные пары могут представлять большую ценность нежели отдельно метан
- \$ Позволяют снизить риск несоответствия законодательству и возникновения финансовых обязательств

Критерии установки систем улавливания паров

- Наличие источника постоянных выбросов в больших объемах
 - Наличие газосборная система
- Система вывода извлеченного газа
 - Газ либо направляется в трубопровод либо используется в качестве топлива на площадке добычи
- Резервуарные парки, подлежащие федеративному / местному регулированию в области охраны воздуха

Оценка объема выбросов

- Объем выбросов оценивается с помощью диафрагменного расходомера газа и самопишущего манометра
- Объем потерь оценивается на основании диаграммы, составленной в соответствии с характеристиками нефти и уровнем давления и температуры на каждой точке
- Объем эмиссии оценивается с помощью оценочной модели для резервуаров хранения нефти, использующихся на стадии разведки и добычи нефти «E&P Tank», разработанной Американским Институтом нефти и Институтом Исследования Газа США

Стоимость извлеченного газа

- Стоимость извлеченного газа зависит от его теплового содержания
- Стоимость также зависит от использования этого газа
 - Использование в качестве топлива на площадке добычи – оценка объема сокращения затрат на покупку топлива
 - Передача в газопровод – оценка по более высокой цене газа с высоким тепловым содержанием ($=2,5 \times$)
 - Передача на газоперерабатывающий завод – оценка объема продаж газоконденсатных жидкостей и метана (разделяемых на ГПЗ)

Стоимость извлеченного газа

Валовый годовой доход =

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

Q = ежедневный объем извлечения газа (тыс. куб. футов в сутки)

P = цена природного газа

B = поправка на тепловое содержание (как правило – 2,5)

NGL = стоимость газоконденсатных жидкостей

Срок окупаемости

Финансовый анализ проектов по установке систем улавливания паров

Макс. Мощность (тыс. куб. футов в сутки)	Затраты на приобретение и установку ¹ (\$)	Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (\$/год)	Стоимость газа ² (\$/год)	Срок окупаемости ³	Доход на инвестированный капитал ⁴ (%)
25	26 470	5 250	25 869	1 г., 4 мес.	73
50	34 125	6 000	51 738	9 мес.	132
100	41 125	7 200	103 477	7 мес.	234
200	55 125	8 400	206 955	3 мес.	360
500	77 000	12 000	465 648	2 мес.	589

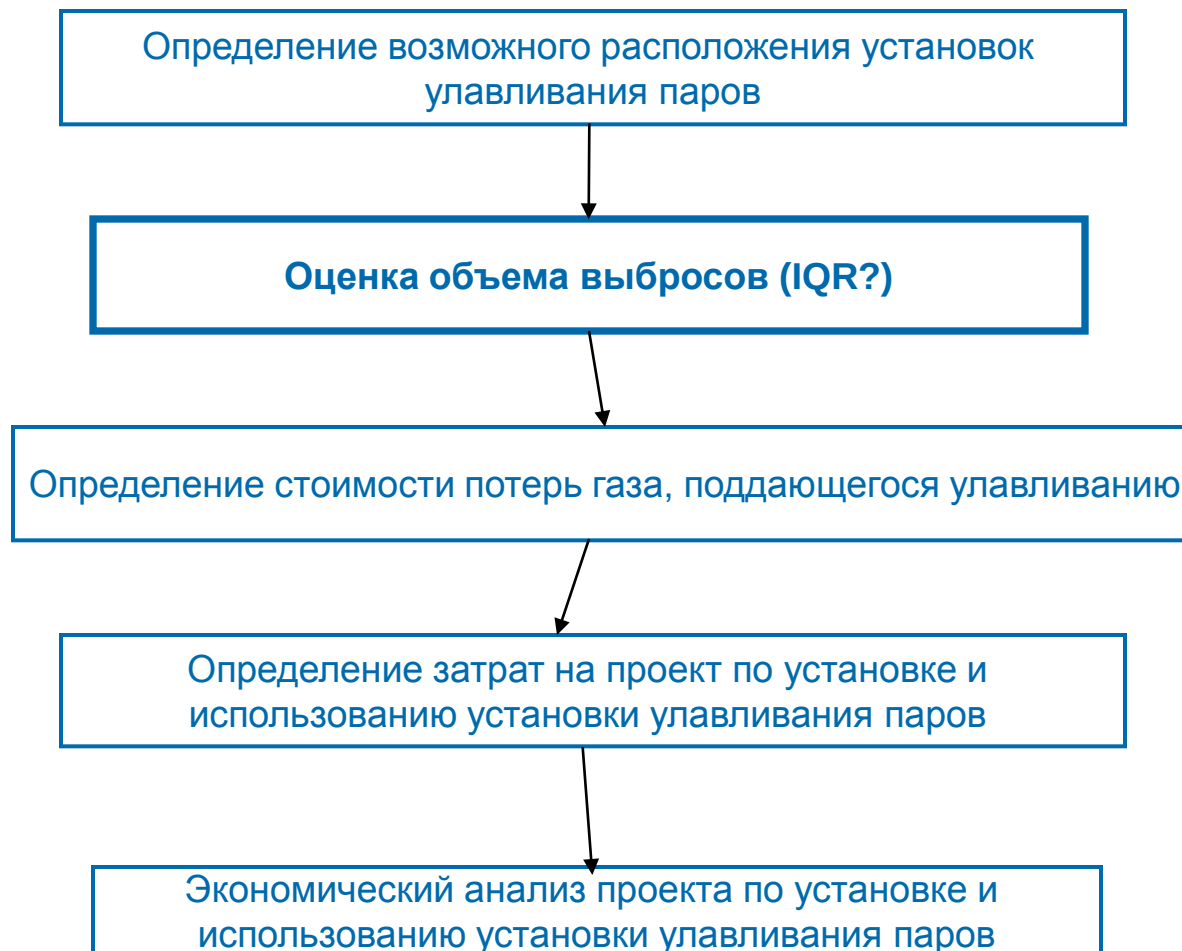
¹ Стоимость оборудования и затраты на его установку, рассчитанные в размере 75% от стоимости самого оборудования.

² 5,67 долл. США/тыс. куб. футов x 1/2 мощности x 365. Взятая в расчет цена представляет стоимость газа с высоким тепловым содержанием (1 285 БТЕ/станд. куб. фут).

³ Рассчитано с учетом ставки дисконта в 10%. Стоимость извлеченной газоконденсатной жидкости не включена.

⁴ В расчете на 5 лет.

Процесс принятия решения



Опыт применения: компания ConocoPhillips

- Компания установила систему улавливания паров на месторождении Бейкер (Baker) в штате Монтана
 - В связи с рассмотрением возможности использования установленного оборудования на нескольких месторождениях компания провела тщательный технический анализ возможных конструкций системы
 - Объемы эмиссии в каждом резервуарном парке варьировались от 30 до 350 тыс. куб. футов/день
 - Давление в трубопроводе составляло от 20 до 40 фунтов на кв. дюйм
 - Установленное оборудование улавливает пары от следующих источников:
 - Резервуары для хранения сырой нефти
 - Резервуары для пластовой воды
- Все эти резервуары связаны друг с другом в рамках замкнутого контура трубопровода
- Заполнение резервуаров производится с помощью системы создания защитного газового слоя

Опыт применения: компания ConocoPhillips

- Компания оценила центробежные винтовые, ротационно-лопастные, пароструйные и газоструйные установки улавливания паров
- Компания остановила свой выбор на ротационно-лопастных установках вследствие сильно различающихся объемов газа и низкого давления нагнетания на разных площадках добычи
- Изначально пилотные проекты были проведены на 3 площадках добычи, затем дополнительно на 6
- Для максимального улавливания газа было спроектировано следующее оборудование
 - Датчики давления, установленные на резервуарах
 - Наклонная часть всасывающей линии, идущая к установке улавливания паров
 - Герметизированный блок оборудования, специально спроектированный для улавливания газа
 - Автоматизированные системы передачи жидкостей и транзитной передачи газа



Установка улавливания паров компании ConocoPhillips на месторождении Бейкер (Baker) в штате Монтана; фотография предоставлена компанией Hy-bon Engineering



Установка улавливания паров компании ConocoPhillips на месторождении Бейкер (Baker) в штате Монтана; фотография предоставлена компанией Hy-bon Engineering



Установка улавливания паров компании ConocoPhillips на месторождении Бейкер (Baker) в штате Монтана; фотография предоставлена компанией Hy-bon Engineering



Установка улавливания паров компании ConocoPhillips на месторождении Бейкер (Baker) в штате Монтана; фотография предоставлена компанией Hy-bon Engineering

Опыт применения: компания ConocoPhillips

- Расчет срока окупаемости – проект, включающий 9 резервуарных парков
 - Стоимость покупки 9 установок улавливания паров - 475 000 долл. США
 - Предполагаемые затраты на установку оборудования - 37 500 долл. США
 - Итого капитальные затраты - 712 500 долл. США
- Предполагаемый доход от реализации газа
 - $1\,050 \text{ тыс. куб. футов/день} \times 6 \text{ долл. США/тыс. куб. футов (2005-2006 гг.)} \times 30 \text{ дней} = 189\,000 \text{ долл.США/мес.}$
 - Возврат капитала составляет < 4 мес.
 - Оборудование было установлено в 2005 г. – нач. 2006 г. Все установки продолжают приносить дополнительный доход и обеспечивают соответствие экологическим требованиям законодательства

Улавливание газа из колонной ГОЛОВКИ

Стратегии и примеры

Газ из колонной головки

- Потери метана от выпуска в атмосферу и сжигания газа в США оцениваются в порядке 18 млн. куб. футов в год. Во многих нефтедобывающих странах потери метана рассчитываются в млн. куб. футов в ДЕНЬ.

Двумя основными источниками утечек метана являются:

- Газ из сепаратора, выпускаемый в атмосферу или сжигаемый во время переработки нефти
 - на каждой стадии сепарационного процесса (обычно 3) по мере того, как газ и вода отделяются от нефти, которая подлежит сбору
- Газ из колонной головки
 - Добычу нефти из большинства зрелых формаций можно увеличить при понижении давления газа в обсадной колонне (или кольцевом пространстве)
 - Зачастую этого достигают за счет выпуска газа из колонной головки из или рядом с устьем скважины

Сокращение потерь газа из колонной головки

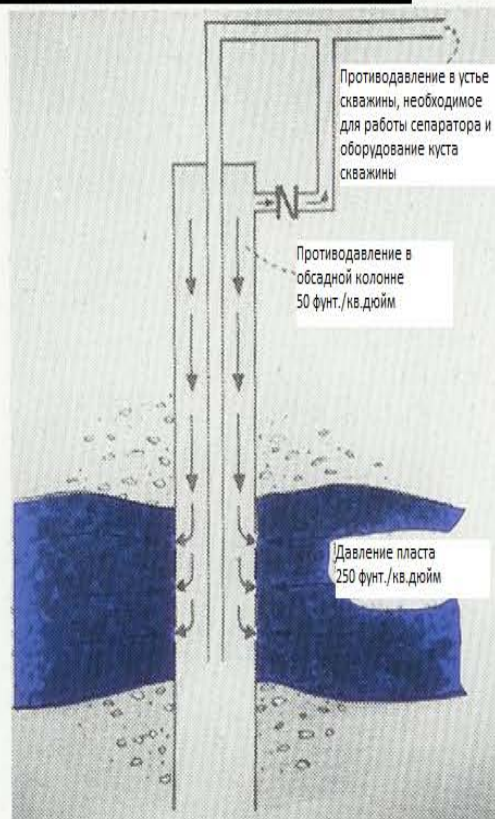
Принцип действия

- Газ из колонной головки имеет довольно высокое содержание бензина (уд. вес = 0,85 или 16 галлонов/мин.)
- Вес этого столба жирного газа, «сидящего» на пласте, оказывает повышающее воздействие на забойное давление
 - Зависит от удельного веса нефти и глубины скважины
- Если добавить к этому устьевое давление (т.е. давление в трубопроводе, идущем от скважины к сепаратору 1ой степени), давление, оказываемое на пласт, приобретает существенные размеры
 - Дальнейшие осложнения возникают при колебании устьевого давления, зависящего от давления в трубопроводе
- Основной принцип прост – снижение давления в колонной головке позволяет сократить давление (от веса) и, таким образом, облегчает перетекание нефти или газа из пласта в ствол скважины.

Снижение противодавления на пласт

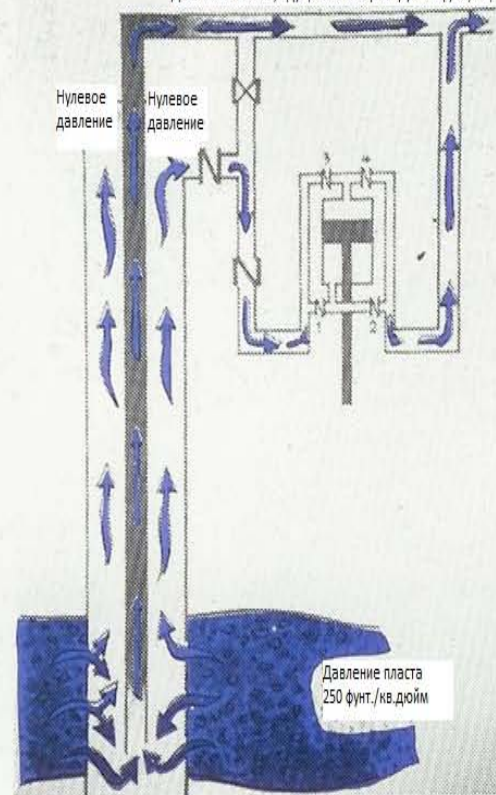
До сжатия газа

Сдерживающее противодавление на пласт препятствует притоку углеводородов в скважину.



После сжатия газа

Давление потока, идущего к сепаратору = 50 фунт./кв.дюйм



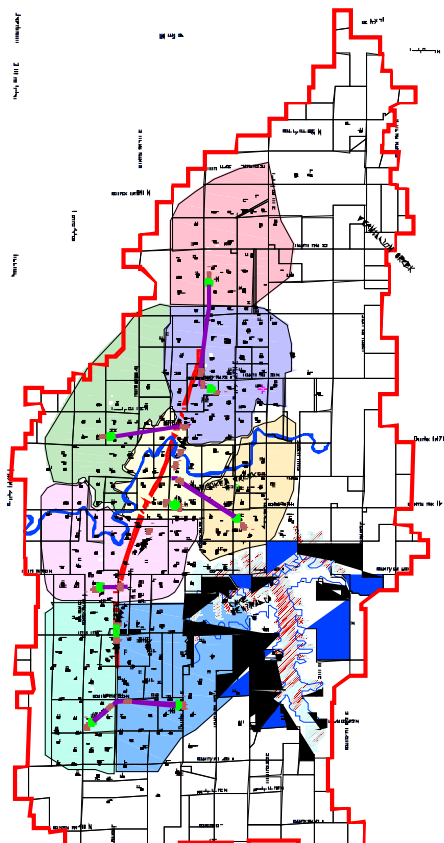
Снижение противодавления на пласт позволяет увеличить приток углеводородов в скважину.

Нефтегазовый проект в Сайтэйшн – выполнено весной 2006 г.



Сжигание газа из колонной головки x 234 скважины = приблиз. 1 000 тыс. куб. футов/день

Сейлемская установка



Газосборная система



В рамках резервуарного парка были установлены системы редуцирования давления в колонной головке мощностью 100 л.с. каждая

8 установок расположены таким образом, чтобы обслуживать 234 скважины (по 30 скважин на каждую установку)

На этих установках были использованы герметизированные центробежные винтовые компрессоры с теплообменниками сжатого газа

Центробежные винтовые компрессоры были использованы вследствие высокого содержания бензина в газовом потоке. В передней части модуля установлены фильтры для устранения сульфида железа. Затем следует емкость скруббера и автоматизированная система передачи жидкостей на отдельном модуле (для жидкостей, обычно встречающихся в подобных условиях использования установок улавливания паров).



Этот газовый поток сжигался на низкоуровневых факелах буровой площадки на протяжении более 30 лет.



Результаты проекта

- ❖ Сокращение объема сжигаемого газа на более чем 1 млн. куб. футов/сутки
- ❖ Добыча нефти
 - Рост приблизительно на 8 %
- ❖ Добыча конденсата (газоконденсатных жидкостей)
 - Захват около 122 баррелей в день
- ❖ Добыча газа
 - Продажа 545 тыс. куб. футов остаточного газа в сутки

Редуцирование давления газа в колонной головке

Принцип действия

- Целью является поддержание давления в колонной головке максимально близко к нулевому, но не ниже атмосферного.
- Использование компрессорных установок низкой мощности
 - Возможно использование ротационно-лопастных, центробежных винтовых или небольших поршневых компрессоров в зависимости от качества газового потока
 - Поддержание сниженного давления (минимум 0,5 дюймов вод. ст.) с помощью байпасной системы с рециркуляционным / дроссельным клапаном
 - Управлением байпасными регуляторами поддерживает давление на уровне ниже заданного значения за счет рециркуляции газа
 - Поддержание постоянного давления в скважине, направление добываемого газа по выкидной линии или газопроводу

Редуцирование давления газа в колонной головке

Преимущества

- Большинство скважин, находящихся в более старых нефтегазоносных бассейнах и проверяемых на дебит, показывают положительные результаты при снижении давления в колонной головке
- На некоторых скважинах наблюдается значительное увеличение добычи нефти и/или газа – особенно в проектах по заводнения скважины жидкостью или углекислым газом
- Зачастую повышает эффективность работы скважинных насосов и устраняет возникновение газовых пробок
- Снижает влияние колебаний или скачков давления в трубопроводе на объемы добычи
- На скважинах, показывающих положительные результаты при снижении давления в колонной головке, срок окупаемости наступает весьма быстро

Редуцирование давления газа в колонной головке

Недостатки

- Не на всех месторождениях удастся достичь положительных результатов, зачастую даже соседние скважины в рамках одного месторождения показывают различные результаты
- Хотя некоторые месторождения в целом не реагируют на изменение давления в колонной головке, в тех частях, в которых наблюдаются изменения, необходимо испытание каждой отдельной скважины
- На некоторых месторождениях наблюдается увеличение притока воды
- В некоторых случаях, добыча в скважинах значительно увеличивается на 7-10 дней, а затем падает до прежнего уровня
- В то время как увеличение объемов добычи нефти обычно остается на том же уровне по истечении 30 дней, добыча газа по истечении этого срока может упасть до прежнего уровня

Пример: округ Ли (Lea county), область г. Хоббс, Нью Мексико

	До сжатия газа	После сжатия газа	Увеличение валового ежемесячного дохода
Давление в колонной головке	50 фунт. на кв. дюйм	2 фунт. на кв. дюйм	
Добыча газа	200 тыс. станд. куб. фут./сутки	250 тыс. станд. куб. фут./сутки	$50 \times \$3.00 \times 30 =$ \$4500.00
Добыча нефти	30 баррелей /день	35 баррелей /день	$5 \times \$20.00 \times 30 =$ \$3000.00
Давление нагнетания	-	50 фунт. на кв. дюйм	Итого = 7 500 долл. США/ мес.

Пример: округ Эктор (Ector County)

4 отдельных компрессора / ряд скважин

область г. Кауден (Cowden)

	До сжатия газа	После сжатия газа	Увеличение валового ежемесячного дохода
Давление в колонной головке	45 фунт. на кв. дюйм	2 фунт. на кв. дюйм	
Добыча газа	Добыча дополнительн ого объема газа	18 тыс. станд. куб. фут./сутки 12 тыс. станд. куб. фут./сутки 7 тыс. станд. куб. фут./сутки 8 тыс. станд. куб. фут./сутки	45 X \$3 X 30 = 4 050 долл. США
Добыча нефти	160 баррелей/день 50 баррелей/день 46 баррелей/день 17 баррелей/день	180 BBLD 115 BBLD 58 BBLD 27 BBLD	107 X \$20.00 X 30 = 64 200 долл. США
Давление нагнетания	-	45 фунт. на кв. дюйм	68 250 долл. США /мес.

Рекомендуемые действия

1. Определение месторождений, на которых можно достичь максимальных результатов при редуцировании давления в колонной головке, и последующее ранжирование скважин.

Опыт компании NY-BON в области редуцирования давления газа в колонной головке насчитывает 15 лет в Пермском бассейне.



2. После отбора скважин передвижной, смонтированный на прицепе модуль (с газовым двигателем) доставляют на место нахождения скважины для ее испытания в течение 45 дней.



Рекомендуемые действия

3. После 30 дней устойчивого роста объема добычи установленный на салазках модуль с электроприводом размещают на скважине, а прицеп освобождают для проверки следующей скважины-кандидата.



Рекомендуемые действия

4. Оценка
возможности
обслуживания
нескольких
скважин в рамках
одной
газосборной
системы с учетом
близости
нахождения
скважин и
давления в
газопроводе

