Опыт применения

От партнеров программы Natural Gas STAR

INSTALLING VAPOR RECOVERY UNITS ON CRUDE OIL STORAGE TANKS

УСТАНОВКА КОНДЕНСАТОРОВ ДЛЯ СКЛАДСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ СЫРОЙ НЕФТИ

Аннотация

В Соединенных Штатах существует около 573 000 резервуаров для хранения сырой нефти. Эти резервуары используются для хранения нефти в течение короткого периода времени для стабилизации ее потока между эксплуатационной скважиной и трубопроводом или погрузочным пунктом. Во время хранения легкие углеводороды, растворенные в сырой нефти, включая метан и другие летучие органические соединения (ЛОС), газоконденсатные жидкости (ГЖ), опасные загрязнители воздуха (ОЗВ) и другие инертные газы, испаряются или "мгновенно испаряются" и собираются в свободном пространстве между жидкостью и закрытой крышкой резервуара. Поскольку уровень жидкости в резервуаре изменяется, эти пары часто выходят в атмосферу.

Единственным способом предотвращения эмиссии легких паров углеводородов и получения значительной экономии является установка конденсаторов на нефтехранилищах. Конденсаторы представляют собой относительно простые системы, в которых конденсируется около 95 процентов паров с высокой теплотворной способностью. Эти объемы пара можно продать или использовать на производственных участках в качестве топлива. В настоящее время в нефтедобывающей отрасли установлено примерно 8 000 - 10 000 конденсаторов, к которым подсоединено в среднем четыре резервуара.

Партнеры программы Natural Gas STAR получили существенную экономию от конденсации и продажи пара и в то же время существенно сократили эмиссию метана и опасных загрязнителей воздуха. По оценкам партнеров, при достаточном объеме пара, установка конденсатора на один или несколько резервуаров хранения сырой нефти поможет сэкономить до $260 060 в год и окупится через три месяца. В этом отчете серии "Опыт применения" сообщается о том, как партнеры могут правильно определить место и время установки конденсаторов для получения экономических и экологических выгод.

Источник эмиссии	Годовой объем потерянного газа, тыс. фут.^{3} (тыс. м^3)	Метод снижения объемов потерянного газа	Стоимость конденсированного газа, $	Капитальные затраты и затраты на установку, $	Стоимость ежегодного эксплутационного и технического обслуживания, $	Период окупаемости
Резервуар хранения нефти	4 900 (139) - 96 000 (2718)	Конденсатор	$13 000 - $260 000[1]	$26 470 - $77 000	$5 250 - $12 000	От 3 месяцев до 3,4 лет

[1] Стоимость газа $3/тыс. фут.^{3} ($106/тыс. м^3) умножена на 95 процентов ежегодных потерь газа.

Настоящий документ - один из отчетов серии "Опыт применения", разработанной EPA в сотрудничестве с газовой отраслью в рамках проектов программы Natural Gas STAR.

Описание технологии

Сырая нефть в естественных условиях содержит много легких углеводородов в растворенном виде. При откачке нефти на поверхность и ее переработке многие более легкие углеводороды, а также вода, отделяются сепараторами высокого и низкого давления. Затем сырая нефть перекачивается для хранения в резервуар в ожидании продажи и транспортировки до места, и оставшиеся в нефти углеводороды в виде паров также поступают в резервуар. Эти пары выпускаются в атмосферу, либо сжигаются в факеле, либо конденсируются в установках. Потери остающихся легких углеводородов распределяются по трем категориям:

- ★ Потери от сжигания паров в факеле при сливе нефти в резервуары для хранения, находящиеся при атмосферном давлении через сепаратор или нагреватель-очиститель, работающий при давлении около 35 фунтов на квадратный дюйм (241,3 кПа).
- ★ Рабочие потери, происходящие при изменении уровня жидкости и перемешивании содержимого резервуара, когда поток свежей нефти циркулирует в резервуарах хранения.
- ★ Постоянные потери, наблюдаемые при ежедневных и сезонных перепадах температур.

Объем газового пара, испаряющегося из резервуара хранения, зависит от многих факторов. Из более легкой сырой нефти (плотность в градусах Американского нефтяного института > 36°) испаряется больше легких углеводородов, чем из более тяжелого сырья (плотность в градусах Американского нефтяного института < 36°). В резервуарах хранения нефти с ее циркуляцией и высокой общей пропускной способностью происходит испарение больших объемов "рабочих" паров по сравнению с объемами из резервуаров с низкой пропускной способностью, где нефть хранится более длительное время и подвергается выветриванию. В итоге, рабочая температура и давление нефти в контейнере, из которого нефть сливается в резервуар хранения, влияют на объем испаряющихся из нефти газов.

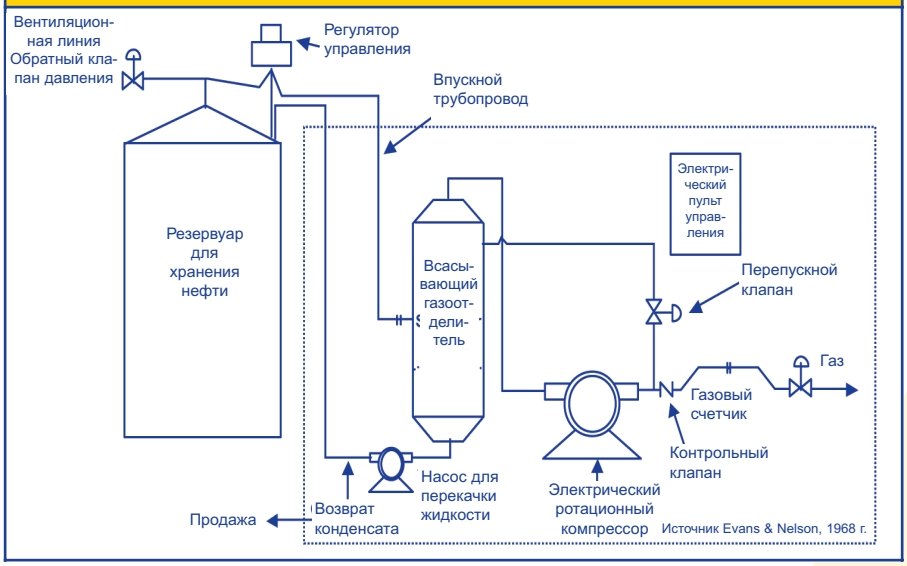
Состав компонентов этих паров различен, но основным компонентом является метан (около 40 - 60 процентов). Другие компоненты включают более сложные по составу углеводороды, такие как пропан, бутан и этан; инертные природные газы, такие как азот и углекислый газ и опасные загрязнители воздуха, такие как, бензол, толуол, этилбензол и ксилол (вместе эти четыре опасных загрязнителя воздуха обозначаются BTEX).

Установки конденсируют более 95 процентов эмиссии углеводородов, накапливаемых в резервуарах. Поскольку конденсированные пары содержат газоконденсат (даже после того, как конденсат был поглощен всасывающим газоочистителем), они сохраняют теплотворную способность, которая превышает требования по качеству газа в трубопроводе (от 950 до 1 100 британских тепловых единиц на стандартный кубический фут (от 8 536 ккал/м^3 до 9 893 ккал/м^3). В зависимости от объема газоконденсата в парах, теплотворная способность может достигать 2 000 британских тепловых единиц на стандартный кубический фут (18 000 ккал/м^3). Поэтому в объемном отношении конденсированные пары могут быть более ценными, чем метан в отдельности.

На рис. 1 приведена схема конденсатора, установленного на отдельном резервуаре для хранения сырой нефти (система многосекционного резервуара общепринятая). Пары углеводорода, извлеченные из

резервуара под низким давлением, обычно изменяющегося от четырех унций до двух фунтов на квадратный дюйм (2-14 кПа), подаются на сепаратор (всасывающую трубу газоочистителя) для сбора любой жидкости, которая конденсируется. Жидкость обычно рециркулируется в резервуар для хранения нефти. Из сепаратора пары выводятся через компрессор, который обеспечивает низкое давление всасывания в систему конденсатора. (Для предотвращения создания вакуума в верхней части резервуара при откачке нефти, когда уровень нефти снижается, конденсатор оснащен устройством управления, перекрывающего компрессор и открывающего обратный поток пара в резервуар). Затем количество паров замеряется и удаляется из системы конденсатора для подачи в трубопровод или на топливную станцию.

Рис. 1: Установка конденсатора со стандартным складским резервуаром



Экономические и экологические выгоды

Конденсаторы могут обеспечить существенные экологические и экономические выгоды для нефте- и газодобывающих компаний. Газы, испарившиеся из сырой нефти и конденсированные в установках, могут быть выгодно проданы или использованы при различных операциях. Конденсированные пары можно использовать следующим образом:

- ★ подать в газосборный трубопровод для продажи высококачественного природного газа высокой теплотворности;
- ★ применить как топливо для собственных нужд;
- ★ подсоединить к регулировочному узлу для отделения газоконденсата и метана, если объем газоконденсата и его цена коммерчески привлекательны.

Предлагаемые установки позволяют конденсировать опасные загрязнители воздуха и обеспечивают снижение их выбросов, которые регламентируются для компаний в Разделе 5 Закона о чистой атмосфере США. Улавливание метана также позволяет уменьшить эмиссию мощного парникового газа (Title V of the Clean Air Act. By capturing methane, VRUs also reduce the emissions of a potent greenhouse gas).

Принятие решения

Компании, использующие для хранения нефти резервуары с неподвижной крышей, могут оценить экономическую эффективность установки конденсаторов на основе следующих несложных действий.

Пять этапов оценки эффективности применения конденсаторов:

1. Выбор возможного места установки конденсатора.
2. Определение объема эмиссии паров.
3. Определение стоимости возвращения паров в жидкую фазу.
4. Определение стоимости проекта.
5. Экономическая оценка проекта.

Этап 1: Выбор возможного места установки конденсатора. Практически любой резервуарный парк представляет собой потенциальный участок для установки конденсатора. Ключевыми моментами успешного проекта внедрения конденсаторов являются устойчивое поступление достаточного объема паров сырой нефти и существование рынка сбыта для произведенного продукта. Потенциальный объем паров зависит от состава нефти и интенсивности ее потока из резервуара. При выборе места установки конденсаторов следует учитывать стоимость подсоединения трубопровода для маршрутизации паров за пределы площадки.

Этап 2: Определение объема эмиссии паров. Эмиссия может быть измерена или оценена. Для измерения максимальных объемов эмиссии можно использовать диафрагменный расходомер или регистрирующий манометр, так как этот показатель используется для определения размеров конденсатора. Однако диафрагменный расходомер может не подойти для длительных измерений общих объемов из-за низкого давления в резервуарах. Расчет полной эмиссии пара из нефтяных резервуаров может быть затруднен по многим причинам, которые оказывают влияние на объем газа, предполагаемого для выпуска из резервуара сырой нефти, и включают следующее:

1. Рабочие давление и температуру в сепараторе при сливе нефти в резервуар и давление в резервуаре.
2. Состав нефти и плотность нефтепродуктов в градусах Американского нефтяного института.
3. Рабочие характеристики резервуара (например, объем продаж, габариты резервуара).
4. Температуру окружающей среды.

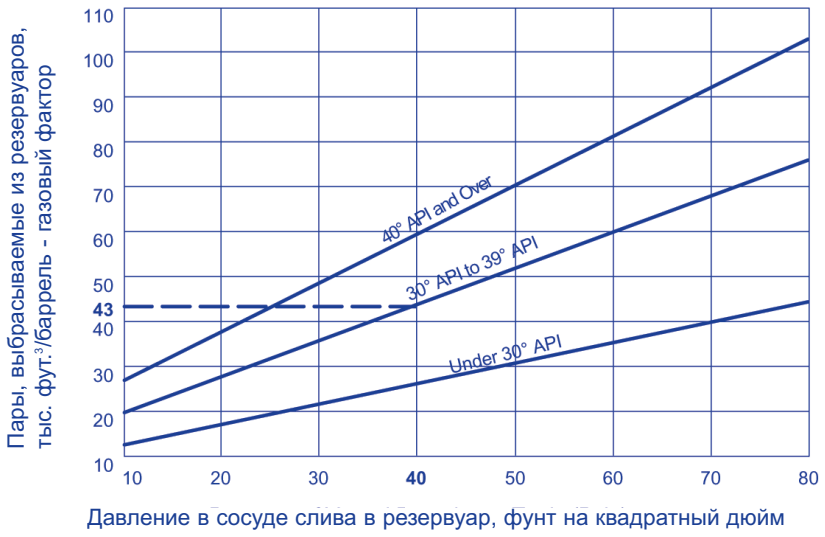
Есть два подхода для оценки количества эмиссии пара из резервуаров сырой нефти. Оба подхода основаны на применении газового фактора при данном давлении и температуре и выражаются в стандартных кубических футах на баррель нефти.

Первый подход основан на оценке плотности нефтепродуктов в градусах Американского нефтяного института и давлении в сепараторе для определения газового фактора (рис. 2). Эти зависимости получены на основе эмпирических данных испарения в лабораторных и полевых условиях.

С помощью графика можно приблизительно оценить возможную

эмиссию паров из барреля нефти. Так, пусть задана определенная плотность нефтепродуктов, например, 38° и давление в сливной емкости (например, 40 фунтов на квадратный дюйм (276 кПа), тогда полный объем пара может быть рассчитан на баррель нефти, например, 43 фунта на квадратный дюйм на баррель. При расчете объема эмиссии на баррель, полная величина эмиссии из резервуара может быть определена умножением расчетной величины на общее количество нефти, циркулирующей через резервуар. Продолжая эти рассуждения в предположении, что средняя пропускная способность составляет 1000 баррелей в сутки, получим общую эмиссию в 43 тыс. фут^3 в сутки (1 218 м^3 в сутки) (рис. 3).

Рис. 2: Расчетный объем пара в резервуарах хранения нефти



Источник: Griswold & Amber (1978)

Недостатки этого подхода заключаются в отсутствии информации о составе выходящих паров и невозможности найти отличия между летучими органическими соединениями и опасными загрязнителями воздуха, что может быть важно для контроля качества воздуха, а также для определения стоимости улетучивающихся паров.

Рис 3: Объем (Q) эмиссии паров углеводородов

Дано:

Плотность нефтепродуктов в градусах Американского нефтяного института = 38°

Давление в сепараторе = 40 фунтов на квадратный дюйм (276 кПа)

Расходный цикл нефти = 1 000 баррелей/сутки

Объем эмиссии паров = 43 тыс. фут.^{3}/баррель (1,2 тыс. м^3) (данные рис. 2)

Q = 43 тыс. фут.^{3}/баррель (1,2 тыс. м^3/баррель) x 1 000 баррелей/сутки = 43 тыс. фут.^{3}/сутки (1,2 тыс. м^3/сутки)

Второй подход состоит в применении программного пакета E&P Tank, 2.0[1], являющегося новой версией программного обеспечения Американского института нефти, в которой уточнена исходная модель. Партнеры программы Natural Gas STAR рекомендуют программу E&P Tank как лучшее доступное средство при оценке эмиссии из очистных установок резервуаров.

Программное обеспечение, разработанное Американским институтом нефти и Исследовательским институтом газа (Gas Research Institute), название которого было изменено на Институт технологии газа (Gas Technology Institute), позволяет оценивать эмиссии из всех трех источников - мгновенное испарение, рабочий режим и во время остановки, используя термодинамическую модель мгновенного испарения и имитационную модель резервуара с неподвижным сводом для рабочего периода и при остановке. Оператор должен иметь ряд данных перед использованием программы E&P Tank, включая:

1. Давление и температуру сепаратора.
2. Состав нефти в сепараторе.
3. Базовую величину давления.
4. Упругость паров по Рейду для товарной нефти.
5. Норму отбора товарной нефти.
6. Плотность в градусах Американского нефтяного института товарной нефти.

Программа E&P Tank также позволяет оператору вводить более детальную информацию об эксплуатационных режимах, которая помогает уточнить оценку эмиссии. Имея дополнительные данные о размере резервуара, форме, внутренней температуре и температуре окружающей среды с помощью программного обеспечения можно выполнить более точные оценки. Такая гибкость модели позволяет адаптировать ее к имеющейся информации. Свойства нефти в сепараторе являются ключевой информацией при моделировании и программа E&P Tank содержит опцию протокола отбора и анализа проб для товарной нефти. В настоящее время разрабатываются версии программного обеспечения, включающие оценку эмиссии из резервуаров технологической воды.

Этап 3: Определение стоимости возвращения паров в жидкую фазу. Стоимость паров, конденсируемых в установке, и дальнейшая реализация продукции производителями зависит от того, где они находят применение:

1. Использование конденсированных паров для собственных нужд в качестве топлива обеспечивает эквивалентную экономию средств на покупку замещаемого топлива, обычно природного газа.
2. Пары (природный газоконденсат - обогащенный метан), подаваемые

[1] Агентство охраны окружающей среды США не проводило многоплановых тестирований программы E&P Tank и поэтому не может подтвердить ее как инструмент точной оценки эмиссии. Однако партнеры программы Natural Gas STAR рекомендовали программу E&P Tank как лучший доступный инструмент для оценки эмиссии паров из резервуаров.

на газосборный трубопровод, должны оцениваться как продукт с высокой теплотворной способностью в расчете на тысячу кубических футов паров.

3. Пары, подаваемые на перерабатывающий завод, где производится отделение природного газоконденсата от газового потока и перепродажа природных газоконденсата и метана в отдельности, также должны иметь полную цену, соответствующую продукту с высокой теплотворной способностью. На рис. 4 иллюстрируется метод вычисления стоимости конденсируемых паров при средней цене $3,00 за тысячу кубических футов ($106/тыс. м^3) при теплотворной способности 1000 Британских тепловых единиц на тысячу кубических футов (900 ккал/м^3). При более высокой теплотворной способности цена продукта будет более высокой.

Рис. 4: Стоимость конденсируемых паров

R = Q x P
R = валовый доход
Q = интенсивность конденсации пара (тыс. фут.^{3}/день)
P = цена природного газа

Расчет:
Q = 41 тыс. фут.^{3}/сут. (1,1 тыс. м^3/сут.) (95% от 43 на рис. 3)
P = $3/тыс. фут.^{3}($106/тыс. м^3)
R = 41 тыс. фут.^{3}/сут. (1,1 тыс. м^3/сут.) x $3/тыс. фут.^{3} ($106/тыс. м^3)=
$123/сут.
$3 800/мес.
$45 600/год

Этап 4: Определите стоимость проекта. Основными составляющими стоимости конденсаторов являются первоначальные капитальные затраты на оборудование, стоимость монтажа и эксплуатационные расходы.

Конденсаторные системы выпускаются несколькими производителями. Стоимость оборудования, в основном, зависит от технологических параметров установки, давления в товарном трубопроводе, количества резервуаров в парке, размера и типа компрессора и степени автоматизации. Главные элементы конденсатора - всасывающий газоочиститель, компрессор и блок автоматизированного управления. Приборы для измерений объемов газа приобретаются отдельно за дополнительную плату к базовой стоимости большинства установок.

Рис. 5: Стоимость и габариты конденсаторов

Объем, тыс. фут.^{3} (тыс. м^3)/сут.	Мощность компрес-сора, л.с.	Капиталь-ные затраты, $	Затраты на монтаж, $	Стоимость эксплуатации и технического обслуживания, $/год
25 (0,7)	5 - 10	15125	7 560 - 15 125	5 250
50 (1,4)	10 - 15	19 500	9 750 - 19 500	6 000
100 (2,8)	15 - 25	23 500	11 750 - 23 500	7 200
200 (5,6)	30 - 50	31500	15 750 - 31 500	8 400
500 (14,1)	60 - 80	44 000	22 000 - 44 000	12 000

Примечание: информация о стоимости предоставлена партнерами программы Natural Gas STAR и производителями конденсаторов.

Цена типовой установки конденсатора и сопутствующие затраты представлены на рис. 5.

При калибровке конденсатора, изготовители, как правило, оценивают максимальную скорость эмиссии как ее удвоенный среднесуточный объем.

Таким образом, для конденсирования 43 тыс. фут.^{3}/сут. (1,2 тыс. м^3/сут.) пара (рис. 3) следует выбрать установку с минимальной производительностью 86 тыс. фут.^{3}/сут.

Партнеры, установившие конденсаторы, и фирмы-изготовители сообщают, что затраты на монтаж могут составить до 50 - 100 процентов от начальной стоимости оборудования. Эти затраты могут варьироваться в значительных пределах и зависят от месторасположения (на отдаленных участках возможны более высокие затраты на монтаж) и количества резервуаров (крупные установки конденсаторов требуют большее количество резервуаров). Затраты на отгрузку, подготовительные работы на промплощадке, строительство помещения под конденсаторы (для защиты в холодное время года) и дополнительное оборудование (для удаленных участков, режима автоматической работы) должны учитываться при оценке затрат на монтажные работы.

Эксплуатационные затраты и затраты на техническое обслуживание зависят от местоположения конденсаторов (на участках с суровым климатом конденсаторы изнашиваются быстрее), от стоимости электроэнергии и качества добываемой нефти. Например, парафин, содержащийся в нефти, может засорить конденсатор и на его восстановление потребуются большие затраты.

Наконец, стоимость трубопровода для подвода к парку резервуаров вместе с перерабатывающим заводом или нефтепроводом является элементом расчета всех экономических показателей конденсаторных установок. Такие затраты очень специфичны и здесь не рассматриваются.

Рис. 6: Экономический анализ проекта установки конденсаторов

Мощность, тыс. фут.^{3} (м^3)/сут.	Затраты на установку и капитальные затраты, $	Стоимость эксплуатации и технического обслуживания, $/год	Стоимость газа[2], $/год	Срок окупаемости	Возврат инвестиций, %
25 (0,7)	26 470	5 250	13 000	3,4 года	14
50 (1,4)	34 125	6 000	26 000	1,7 лет	51
100 (2,8)	41 125	7 200	52 015	9 месяцев	106
200 (5,6)	55 125	8 400	104 025	6 месяцев	172
500 (14,1)	77 000	12 000	260 060	3 месяцев	322

[1] Стоимость установки с учетом затрат на монтаж в размере 75% от стоимости оборудования. Фактические издержки могут быть выше в зависимости от расходов на отгрузку, подготовительные работы, дополнительное оборудование и т.д.

[2] 95% всего конденсированного газа при цене $3 тыс. фут.^{3} x 1/2 мощности x 365.

[3] При 10% учетной ставки дисконта.

[4] В течение 5 лет.

Этап 5: Экономическая оценка проекта. Установка конденсаторов может быть очень выгодна и зависит от конъюнктуры цен на конденсированные пары на местном рынке. На рис. 6 представлена оценка возврата инвестиций для конденсаторных установок различной мощности и стоимости, приведенных на рис. 5. Даже с учетом минимальной цены конденсированных паров в $3,00 за тыс. фут.^{3} ($106/тыс. м^3) период возврата инвестиций, особенно для крупных установок, привлекателен.

Опыт одного партнера

Компания Chevron (США) установила восемь конденсаторов в 1996 г. на резервуар для хранения нефти. В результате Chevron получила сокращение эмиссии 21 900 тыс. фут.^{3} (602,1 тыс. м^3) метана в год на каждой установке. При стоимости $3 за тыс. фут.^{3} ($106/тыс. м^3) это соответствует экономии около $65 700 на установку или $525 600 для всех восьми установок. Капитальные затраты и затраты на монтаж оценивались в $240 000 ($30 000 на одну установку). Рассматриваемый проект имел срок окупаемости менее одного года.

Опыт применения

Использование конденсаторов может приносить прибыль при уменьшении эмиссии метана из резервуаров хранения нефти. Партнеры предлагают следующий опыт применения установок:

- ★ Использование программного обеспечения E&P Tank как эффективного инструмента оценки количества и состава паров, выходящих из резервуаров хранения нефти.
- ★ Конденсация пара может обеспечить получение прибыли за счет относительно низкой цены технологии и при наличии рынка сбыта продукта с высокой теплотой сгорания.
- ★ Конденсаторные установки должны быть установлены в тех случаях, когда они являются экономически выгодными с учетом всех возможных экологических и экономических преимуществ.
- ★ Из-за очень низкого перепада давления между резервуаром хранения нефти и компрессором рекомендуется использование труб большого диаметра для меньшего сопротивления газовому потоку.
- ★ Габариты конденсаторов должны подбираться с учетом переработки максимальных объемов паров, поступающих из резервуара (этот объем выбирается как удвоенный среднесуточный объем).
- ★ На конденсаторы рекомендуется устанавливать ротационный пластинчатый компрессор для подачи малых объемов газа при низком давлении.
- ★ Очень важно выбирать надежные, чувствительные системы управления для обеспечения открытия и закрытия автоматизированных клапанов газового потока при очень низком давлении.
- ★ Включить сокращенные объемы эмиссии метана от использования установок конденсаторов в годовые отчеты, предоставляемые в рамках программы Natural Gas STAR.

Литература

Bigelow, Tom and Renee Wash. 1983. "VRUs Turn Vented Gas Into Dollars" *Northeast Oil Reporter.* October 1983. pp. 46-47.

Choi, M.S. 1993. API *Tank Vapors Project.* Presented at the 1993 SPE Technical Conference, Houston, TX, October 3-6, 1993. SPE Technical Paper No. 26588.

Dailey, Dirk, Universal Compression, personal contact.

Evans, G. B. and Ralph Nelson. 1968. *Applications of Vapor Recovery to Crude Oil Production.* Hy-Bon Engineering Company. Midland, TX. SPE Technical Paper No. 2089.

Griswold, John A., Power Services, Inc. and Ted C. Ambler, A & N Sales, Inc.1978. A Practical *Approach to Crude Oil Stock Tank Vapor Recovery.* Presented at the 1978 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Cody, WY, May 7-9, 1978. SPE Technical Paper No. 7175.

Henderson, Carolyn, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, personal contact.

Hy-Bon Engineering Company, Inc. 1997. Product Bulletin: *Vapor Recovery Systems.*

Liu, Dianbin and J.V. Meachen Jr., 1993. *The Use of Vapor Recovery Units in the Austin Chalk Field*. Presented at the 1993 SPE Technical Conference, Houston, TX, October 3-6,1993. SPE Technical Paper No.26595.

Lucas, Donald, David Littlejohn, Ernest Orlando, Lawrence Berkeley National Laboratory; and Rhonda P. Lindsey, U.S. Department of Energy. 1997. *The Heavy Oil Storage Tank Project.* Presented at the 1997 SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, Dallas, TX, March 1997. SPE Technical Paper No. 37886.

Martin, Mark, UMC Automation, personal contact.

Moreau, Roland, Exxon-Mobil USA, personal contact.

Motley, Jack, V.R. Systems, Inc., personal contact.

Newsom, Vick L. 1997. *Determination of Methane Emissions From Crude Oil Stock Tanks*. Presented at the SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, Dallas, TX, March 3-5, 1997. SPE Technical Paper No. 37930.

Presley, Charles, A.G. Equipment, personal contact.

Primus, Frank A., Chevron USA, personal contact.

Tims, Arnold, Hy-Bon Engineering Company, Inc., personal contact.

Tingley, Kevin, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, personal contact.

U.S. Department of Commerce. 1993. *Control of Volatile Organic Compound Emissions from Volatile Organic Liquid Storage in Floating and Fixed Roof.* Available through NTIS. Springfield, VA PB94-128519.

U.S. Environmental Protection Agency. 1996. *Methane Emissions from the U.S. Petroleum Industry* (Draft Document). DCN:96-298-130-61-01.

Visher, Stuart, A.C. Compressors, personal contact. Watson, Mark C. 1996."VRU Engineered For Small Volumes." *The American Oil &Gas Reporter* (Special Report: Enhanced Recovery). March 1996. pp. 115-117.

Webb, W.G. 1993. Vapor Jet System: *An Alternate Vapor Recovery Method.* Presented at the 1993 SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, San Antonio, TX, March 7-10,1993. SPE Technical Paper No. 25942.

Weldon, R. E. Jr., 1961. "Could You Recover Stock Tank Vapors at a Profit?" *The Petroleum Engineer.* May 1961. pp. B29-B33.

Weust, John, Marathon Oil, personal contact.

United States
Environmental Protection Agency
Air and Radiation (6202J)
1200 Pennsylvania Ave., NW
Washington, DC 20460

EPA430-B-03-015
Октябрь 2003 г.