

Опыт применения



От партнеров программы Natural Gas STAR

INSTALLING PLUNGER LIFT SYSTEMS IN GAS WELLS УСТАНОВКА ПЛУНЖЕРНЫХ ПОДЪЕМНЫХ СИСТЕМ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Аннотация

В скважинах с установившимся дебитом накопление жидкости может ограничивать, а иногда приостанавливать поступление газа. Дебит газа поддерживается путем откачки скопившейся жидкости балансирными насосными установками или корректирующими мерами типа свабирования, закачивания пены или подвода воздуха до установления в скважине атмосферного давления ("продувка" скважины). Меры по удалению жидкости, в особенности продувка скважины, могут вызвать значительную эмиссию метана в атмосферу.

Установка плунжерной подъемной системы является экономически эффективным вариантом удаления жидкости. Использование плунжерных подъемных систем может обеспечить дополнительные выгоды в виде увеличения объемов добычи газа и снижения эмиссии метана, связанной с продувочными операциями. Плунжерный подъем осуществляется путем повышения давления газа в скважине для подъема столба накопившейся жидкости. Данные системы поддерживают процесс добычи газа и могут уменьшить потребность в проведении других ремонтных работ.

Партнеры программы Natural Gas STAR сообщают о получении значительных экономических выгод и сокращении эмиссии метана после установки плунжерных подъемных систем в газовых скважинах. Компании отмечают, что отказ от практики продувки скважины обеспечивает в среднем 600 тыс. фут.³ (17 тыс. м³) ежегодной экономии газа на скважину. При установке плунжерных подъемных систем объемы добычи газа дополнительно повышаются в целом до 18 250 тыс. фут.³ (516,8 тыс. м³) на скважину, что в денежном выражении оценивается в \$54 750. Выгоды от повышения объемов газа и снижения эмиссии метана зависят от характеристики скважины и свойств газового коллектора и могут значительно варьироваться.

Действие	Потенциальная экономия за счет повышения объемов добычи и сокращения эмиссии газа, тыс. фут. ³ (м ³)/год	Стоимость сэкономленного газа, \$	Типичные издержки на установку и сборку, \$/скважин	Типичный срок окупаемости
Установка плунжерной подъемной системы	4 700 (133,1) - 18 250 (516,8) на скважину ²	\$14 100 - \$54 750 ¹	\$ 2 000 - \$8 000 на скважину	<1 года

¹ Стоимость газа \$3/тыс. фут.³ (\$106/тыс. м³).

² На основе результатов, полученных партнерами программы Natural Gas STAR.

Накопление жидкости в стволе часто является серьезной проблемой при длительной эксплуатации скважин. Операторы обычно применяют балансирующие насосные установки, отвод жидкости или "продувку" скважины в целях удаления накопившейся жидкости и восстановления ее продуктивности. Однако следствием применения этих методов являются большие потери газа. При продувке скважины процесс следует повторять несколько раз, так как жидкость продолжает накапливаться, что приводит к дополнительной эмиссии метана.

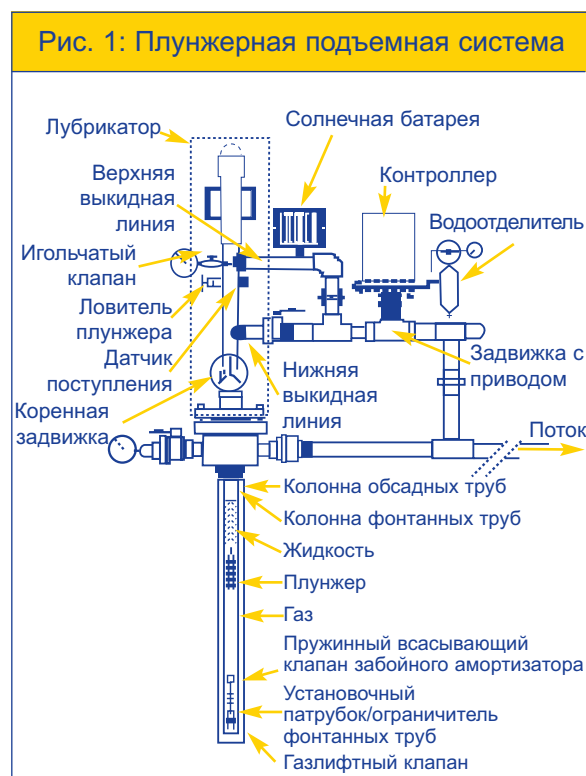
Плунжерные подъемные системы являются экономически эффективной альтернативой балансирующим насосным установкам и методам продувки скважин, так как позволяют значительно сократить потери газа за счет снижения частоты или исключения технологических обработок скважины при одновременном увеличении ее продуктивности.

Плунжерная подъемная система функционирует по принципу периодического газлифта на основе использования нарастающего давления газа в кольцевом канале обсадных труб для выталкивания стального плунжера и столба жидкости перед ним по системе фонтанных труб на поверхность. Плунжер играет роль поршня между жидкостью и газом, что минимизирует обратное поступление жидкости, и скребка для очистки труб от парафина и твердого осадка. На рис. 1 представлена типичная плунжерная подъемная система.

Работа плунжерной подъемной системы основана на естественном росте давления в газовых скважинах во время их остановки (прекращения эксплуатации). Давление в закрытой скважине должно быть значительно выше, чем в распределительном трубопроводе, чтобы обеспечить подъем плунжера и веса жидкости на поверхность. Механизм клапанов, контролируемый микропроцессором, регулирует поступление газа в обсадные трубы и автоматизирует процесс. Контроллер, обычно питаемый электроэнергией от перезаряжаемых солнечных батарей, может быть простым циклично-таймерным или иметь полупроводниковую память и программируемые функции, основанные на показаниях датчиков процесса.

Работа типичного плунжерного подъемного устройства включает следующие этапы:

1. Плунжер размещен на пружине забойного амортизатора в основании скважины. При подаче газа в распределительный трубопровод в скважине скапливается жидкость, создающая постепенно увеличивающееся противодавление и замедляющая приток газа.



Экономические и экологические выгоды

2. Для прекращения снижения объемов добычи газа автоматический контроллер на поверхности перекрывает скважину. Это приводит к росту давления в скважине, так как большие объемы газа под высоким давлением скапливаются в межтрубном пространстве. По достижении достаточного объема и давления газа плунжер и жидкость выталкиваются на поверхность.
3. После того как плунжер поднят на поверхность, газ и скопившаяся над плунжером жидкость выводятся через верхнюю и нижнюю выкидные линии.
4. Плунжер захватывается в лубрикаторе и устанавливается поперек его верхнего выпускного отверстия.
5. Газ, вытолкнувший плунжер, проходит через нижнюю выкидную линию и попадает в распределительный трубопровод.
6. После стабилизации потока газа автоматический контроллер освобождает плунжер, и он падает вниз колонны фонтанных труб.
7. Цикл повторяется.

Новые информационные технологии упрощают мониторинг и контроль подъема плунжера. Такие технологии, как, например, управление данными в режиме реального времени и спутниковая связь, позволяют операторам проводить дистанционный контроль работы плунжерных подъемных систем без регулярных выездов на участки. На месте осматриваются только отдельные скважины, требующие проведения дополнительных мероприятий по снижению затрат и повышению продуктивности.

Установка плунжерных подъемных систем является экономически эффективной альтернативой балансирным насосным установкам и методам продувки скважин и позволяет получить существенные экономические и экологические выгоды. Их значимость зависит от системы удаления жидкости, которую заменяет плунжерная система, и характеризуется следующим:

- ★ **Более низкие капитальные затраты по сравнению с балансирными насосными установками.** Стоимость установки и поддержания работы плунжерной подъемной системы обычно ниже тех же затрат на балансирные насосные установки.
- ★ **Меньший объем технического обслуживания и ремонтных работ.** Затраты на капитальный ремонт ниже, так как стоимость проведения периодических ремонтных работ в сравнении, например, со свабированием или продувкой скважины ниже или не требуются вообще при применении плунжерных подъемных систем.
- ★ **Непрерывный процесс эксплуатации скважины увеличивает объемы добычи газа и ее эффективность.** Плунжерные подъемные системы позволяют сохранять энергию газлифта и повышают объем добычи газа. Регулярное удаление жидкости позволяет вести непрерывную добычу газа и предотвращает накопление жидкости, вызывающее частичную или полную остановку газодобычи. Часто непрерывное удаление жидкости после установки плунжерных подъемных систем позволяет повысить суточную добычу газа.
- ★ **Уменьшение парафинового и твердого осадка.** В скважинах, где имеются проблемы со скоплением парафинового или твердого осадка, механические поступательные движения плунжера в системе труб могут препятствовать скоплению частиц на внутренних стенках

Принятие решения

труб. Поэтому уменьшается или исключается необходимость химической обработки или свабирования скважины. Налажено производство различных типов плунжеров, оснащенных "вибрационными шайбами" для повышения их "скребковых" характеристик.

- ★ **Сокращение эмиссии метана.** Исключение периодических ремонтных работ и непрерывность работы скважины способствуют снижению эмиссии метана. Партнеры программы Natural Gas STAR сообщают о ежегодной экономии газа, достигающей в среднем 600 тыс. фут.³ (17 тыс. м³) на скважину за счет устранения необходимости продувки, и в среднем 30 тыс. фут.³ (0,8 тыс. м³) из-за отсутствия необходимости капитального ремонта скважины.
- ★ **Другие экономические выгоды.** При оценке экономической эффективности применения плунжерных подъемных систем экономия от исключенной эмиссии является только одним из многочисленных факторов в анализе. Дополнительную экономию можно получить путем сокращения затрат на избыточное технологическое оборудование и соответствующее снижение энергопотребления и стоимости капитального ремонта. Более того, скважины, из которых регулярно удаляется жидкость, имеют потенциал для добычи больших объемов газоконденсата и нефти.

Компании должны рассматривать плунжерные подъемные системы как альтернативу продувке скважины и балансирным установкам. Решение по установке плунжерной подъемной системы должно приниматься отдельно по каждому конкретному случаю. Партнерам в качестве руководства предлагается придерживаться следующего порядка принятия решения при оценке применимости и экономической эффективности использования плунжерных подъемных систем на своих газодобывающих скважинах.

Этап 1: Определить техническую целесообразность установки плунжерной подъемной системы.

Плунжерные подъемные системы применимы на газовых скважинах, которые испытывают большие нагрузки от скопления жидкости, имеют значительные объемы газа и избыточное статическое давление при закрытом устье скважины для поднятия столба жидкости из резервуара на поверхность. На рис. 2 представлены четыре общие характеристики скважины, которые являются важными индикаторами применимости плунжерных подъемных систем. Поставщики оборудования часто предоставляют письменные инструкции, необходимые компаниям для оценки целесообразности установки плунжерных подъемных систем на конкретной скважине. Например, рассмотрим скважину глубиной 3 000 фут. (914,4 м), при давлении в распределительном трубопроводе 100 Psi (689,5 кПа), давлении в закрытой скважине 150 Psi (1 034,2 кПа), из которой ежедневно должны удаляться скапливающиеся в среднем три барреля (0,36 м³) жидкости. Такая скважина имеет достаточное избыточное статическое давление при закрытом устье и может иметь ежедневный дебит 3 600 фут.³ (102 м³) (400 фут.³/баррель/1 000 фут. глубины умножить на 3 000 футов глубины, умножить на 3 барреля воды в день), что подтверждает целесообразность применения плунжерной подъемной системы.

Четыре этапа оценки эффективности установки плунжерных подъемных систем:

1. Определить техническую целесообразность установки плунжерной подъемной системы.
2. Определить стоимость плунжерной подъемной системы.
3. Оценить экономию от установки плунжерного подъема.
4. Рассчитать экономические показатели применения плунжерной подъемной системы.

Рис. 2: Общие условия применения плунжерных подъемных систем

- ★ Продувка скважины и другие технологии удаления жидкости, необходимые для поддержания процесса газодобычи.
- ★ Дебит скважины должен быть не менее 400 фут.³ (11 м³) газа на баррель (0,11 м³) жидкости на 1 000 футов (304,8 м) глубины скважины.
- ★ Давление в скважине при закрытом устье должно в 1,5 раза превышать давление газа в распределительном трубопроводе.
- ★ Скважины, имеющие твердый или парафиновый осадок.

Этап 2: Определить стоимость плунжерной подъемной системы.

Стоимость плунжерной подъемной системы включает капитальные затраты, затраты на пусковые работы и трудозатраты на приобретение и установку оборудования, а также эксплуатационные затраты и стоимость технического обслуживания. Данные издержки включают следующее:

★ Капитальные затраты, затраты на установку и пусковые работы.

Базовая стоимость установки плунжерного подъема составляет примерно \$1 500 - \$6 000 в отличие от наземного насосного оборудования типа балансирных установок, стоимость которых - \$20 000 - \$40 000. Стоимость установки плунжерной подъемной системы включает также затраты на монтаж системы труб, клапанов, контроллера, подачи электропитания до устья скважины, размещение узла забойного амортизатора для плунжера в предположении, что трубная обвязка скважины открыта и доступна. Наибольшая составляющая в стоимости установки приходится на затраты по прокладке кабеля для проведения замеров в системе труб (проверка на внутренние блокировки) и тестирование плунжера по всей длине сверху вниз (протягивание) для того, чтобы убедиться, что он будет свободно двигаться вверх и вниз по колонне труб. Другие затраты на пусковые работы могут включать измерение глубины скважины, свабирование для удаления жидкости из скважины, кислотную обработку для удаления минерального осадка и очистки перфорации, удаление осыпей из скважины и прочие работы по очистке. Эти дополнительные затраты на запуск установки варьируются между \$500 и \$2 000.

Компании, рассматривающие возможность применения плунжерных подъемных систем, должны иметь в виду, что система требует наличия сплошных колонн насосно-компрессорных труб в хорошем состоянии с фиксированным внутренним диаметром. При необходимости, замена колонны труб может обойтись дополнительно в несколько тысяч долларов, в зависимости от глубины скважины.

- #### ★ Эксплуатационные затраты.
- Техническое обслуживание плунжерных подъемных систем требует текущего осмотра лубрикатора и плунжера. Обычно эти узлы требуют замены каждые 6 - 12 месяцев при ежегодных затратах в объеме \$500 - \$1 000. Другие детали системы проверяются раз в год.

Этап 3: Оценить экономию от установки плунжерного подъема.

Экономия может быть получена за счет:

- ★ дохода от роста добычи газа;
- ★ дохода от сокращенных эмиссий;
- ★ дополнительно сокращенных затрат на технологическую обработку скважины, капитальный ремонт, при уменьшении расходов на электроэнергию и т. д.;
- ★ ликвидационной стоимости.

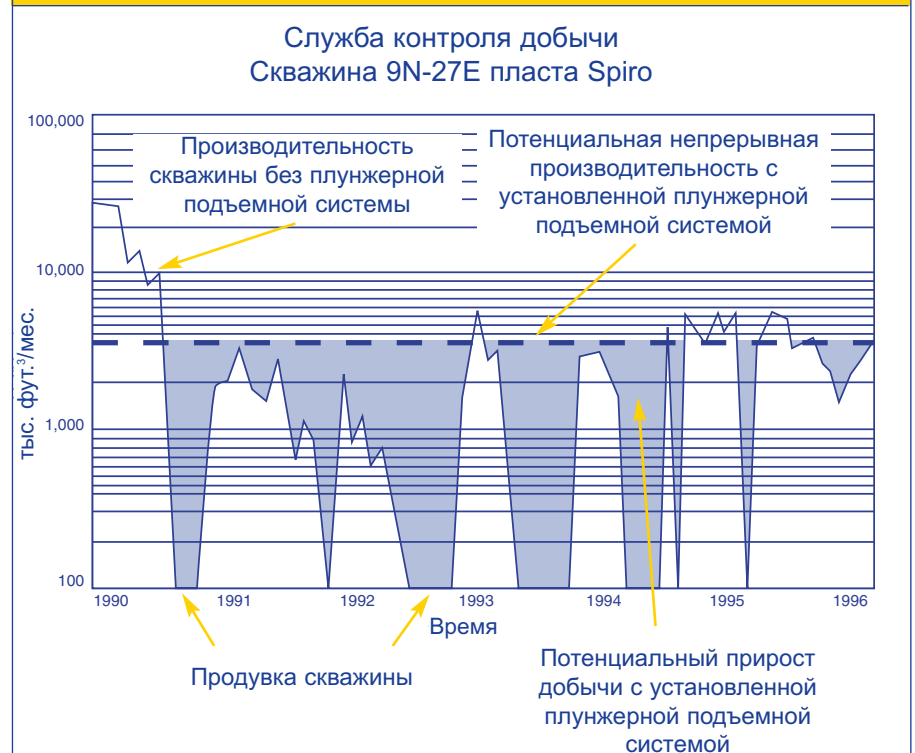
Прибыль, получаемая за счет увеличения объемов добычи газа

Наивысший доход от внедрения плунжерной подъемной системы обеспечивается за счет роста объемов добычи газа. В процессе принятия решения этот объем нельзя измерить напрямую, и его необходимо рассчитывать. Методика расчета предполагаемого роста добычи варьируется в зависимости от состояния скважины. Методика расчета для постоянно действующих скважин с постоянным дебитом относительно простая, а для истощенных скважин - более сложная.

- ★ **Расчет прироста добычи газа для скважин с постоянным дебитом.** Прирост добычи газа от применения подъемных систем плунжера можно рассчитать, допуская, что средний максимальный темп добычи, достигнутый после продувки скважины, примерно соответствует потенциально максимальному объему, получаемому из осушенной скважины. Диаграмму, представленную на рис. 3, можно использовать для расчета потенциального прироста добычи газа.

На данной диаграмме сплошная линия отображает постепенный рост производительности, затем она резко падает, когда в колонне

Рис. 3: Прирост добычи газа для скважин с постоянным дебитом



фонтанных труб накапливается жидкость. Производительность восстанавливается после продувки скважины, но затем вновь наступает спад после повторного накопления жидкости. Заметим, что шкала дана в тысячах кубических футов в месяц. Пунктирная линия показывает средний максимальный темп добычи после удаления жидкости. Это предположительно соответствует потенциально максимальной добыче, которая может быть достигнута при работе с установленной плунжерной подъемной системой и составляет не менее 80 процентов производительности, регистрируемой после продувки скважины. Заштрихованная область между потенциальной добычей (пунктирная линия) и фактической производительностью скважины (сплошная линия) представляют расчетную величину прироста добычи газа, которую можно получить при использовании плунжерной подъемной системы.

★ **Расчет прироста добычи для истощенных скважин или когда уровень максимальной добычи после продувки не известен.**

Истощенные скважины или скважины, эксплуатируемые без периодических продувок, требуют детальной методики расчета роста их производительности при установленных плунжерных подъемных системах. Отображение функционирования истощенной скважины с установленной плунжерной подъемной системой требует построения более точной нисходящей кривой, что обусловлено падением давления в области перфорации. В таких случаях компаниям необходимо консультироваться с инженерами-разработчиками (см. Приложение).

Проведя оценку роста добычи, компании могут рассчитать ее стоимость и, соответственно, экономический эффект от установки подъемной плунжерной системы. На рис. 4 представлен пример возможной прибыли для различных вариантов прироста добычи газа. При расчете важно учитывать местные условия и расценки. Заметим, что пример расчета, приведенный на рис. 4, приведен без учета прибыли по проекту установки плунжерных подъемных систем, в результате которого исключается эмиссия, снижаются расходы на оплату электроэнергии и химическую обработку скважины. Расчет по этим позициям будет представлен ниже в материалах раздела "Опыт применения". Таким образом, суммарный положительный эффект от применения плунжерных подъемных систем может оказаться значительно выше.

Рис. 4: Пример расчета экономической эффективности для различных вариантов прироста добычи газа при установке плунжерной подъемной системы

Рост прироста добычи газа, тыс. фут. ³ /(тыс. м ³)/сут.	Период окупаемости, мес.	Внутренняя норма рентабельности, %	Возврат инвестиций, %
3 (0,08)	28	38	350
5 (0,1)	16	69	580
10 (0,3)	8	144	1 150
15 (0,4)	5	219	1 730
20 (0,6)	4	294	2 310
25 (0,7)	3	369	2 880
30 (0,8)	3	444	3 460

Исходные данные:

Стоимость газа \$3/ тыс. фут.³ (\$106/тыс. м³).

Стоимость плунжерной подъемной системы, включая пусковые затраты, \$6 000.

Лизинговые эксплуатационные затраты - \$600/месяц.

Падение добычи 6% в год.

Ставка дисконтирования 15%.

Источник: Production Control Services, Inc.

Прибыль от исключения эмиссии

Объем эмиссии природного газа, устраненный в результате применения плунжерных подъемных систем, различен для каждой скважины и зависит от качественных характеристик каждой отдельной скважины и технических характеристик коллектора, таких как давление в распределительном трубопроводе, давление в закрытой скважине, темп накопления жидкости и размеры скважины (глубина, диаметр обсадных и фонтанных труб). Однако наиболее значимым показателем является применяемая практика отвода жидкости из скважин при эксплуатации. Некоторые компании устанавливают для этих целей автоматические таймеры, другие осуществляют отвод вручную с помощью оператора, контролирующего процесс, либо по-прежнему оставляют скважину и возобновляют работу через несколько часов или дней, в зависимости от того, как долго обычно продолжается удаление жидкости из скважины. Таким образом, экономический эффект от устранения эмиссии газа оказывается различным. Поэтому и проекты имеют различные периоды окупаемости. Большая часть проектов по установке плунжерных подъемных систем обеспечивает рост добычи природного газа при одновременном сокращении эмиссии метана, которая тоже может рассматриваться как дополнительный резервный источник прибыли.

★ **Исключение эмиссии при отмене продувки.** В скважинах с установленными плунжерными подъемными системами можно добиться сокращения эмиссии, сопровождающей процесс продувки скважины. Эта эмиссия характеризуется различной интенсивностью и объемами и специфична для каждой скважины и коллектора. Выполненные оценки показывают, что эмиссия, сопровождающая процесс продувки скважины, может составлять от одной тысячи до миллионов фут.³ (28 - 28 000 м³) в год. Поэтому прибыль за счет исключенной эмиссии по отдельным скважинам может также значительно отличаться в зависимости от параметров конкретной скважины, находящейся в стадии капитального ремонта.

Прибыль от устраненной эмиссии можно рассчитать как произведение цены газа на объем этой эмиссии. Если ранее при продувке скважины эмиссия не измерялась, то эти измерения необходимо выполнить. На примере, приведенном ниже, объем газа, выбрасываемого в атмосферу из скважины с низким давлением при каждой продувке, рассчитан с коэффициентом 0,5625 от устойчивого дебита газа. Этот фактор эмиссии предполагает общий усредненный дебит после продувки, составляющий 56,25% от полного дебита скважины. В соответствии с данным предположением, на рис. 5 показано, что для разгруженной от жидкости скважины с дебитом 100 тыс. фут.³ (2,8 тыс. м³) в день, объем вентилируемого в атмосферу газа составляет две тысячи фут.³ (56,6 м³) за час продувки.

Рис. 5: Пример: Расчет исключенной эмиссии от продувки	
Исключенная эмиссия за час продувки	= (0,56251 x устойчивый суточный дебит)/24 час./сут.
Исключенная эмиссия ²	= (0,5625 x 100 тыс. фут. ³ /сут.)/24 = 2 тыс. фут. ³ (56,6 м ³) за час продувки
Годовая цена исключенной эмиссии ³	= 2 тыс. фут. ³ x 12 x \$3,00/ тыс. фут. ³ = \$72 в год
¹ Рекомендованный показатель эмиссии метана в отчетах совместного исследования GRI/EPA "Эмиссия метана в газовой отрасли", том 7: "Продувка и очистка" (июнь 1995). В результате выполненных исследований установлено, что на начальной стадии продувки поток газа сдерживается жидкостью, скопившейся в скважине, на 25% от полного потока. На завершающей стадии поток газа восстанавливается до 100%. Общий усредненный поток после продувки составил 56,25% от полного потока из скважины. ² В предположении, что устойчивый суточный дебит составляет 100 тыс. фут.³ (2,8 тыс. м³). ³ В предположении, что 1 продувка в месяц продолжается 1 час.	

Данный метод прост для применения, но практика свидетельствует, что в некоторых случаях расчетные сокращения эмиссии метана нереалистично низки. В Приложении приводится описание альтернативного метода расчета исключенных эмиссий.

Прямые измерения позволяют учесть конкретные характеристики скважины и коллектора при высокой степени изменчивости эмиссии и поэтому являются наиболее предпочтительными для определения объема исключенных эмиссий. Полевые замеры могут обеспечить данные, необходимые для точного определения экономии от исключенных эмиссий.

★ **Исключение эмиссии при замене балансирных насосных установок.** В случаях, когда плунжерные подъемные системы заменяют балансирные насосные установки и продувка не осуществляется, исключение эмиссии происходит за счет снижения затрат на механические ремонтные работы, удаление осыпей и прочистку отверстий, на удаление минерального и парафинового осадка из насосных штанг. Было рассчитано, что в среднем эмиссия за время ремонтных работ составляет примерно 2 тыс. фут.³ (56,6 м³) на каждый капитальный ремонт скважины; частота проведения капитального ремонта скважины варьируется от 1 до 15 раз в год. Ввиду специфичности характеристик, таких, как дебит в период капитального ремонта, продолжительность ремонтных работ и их частота, объем исключенной эмиссии может сильно варьироваться.

Исключенные затраты и дополнительная прибыль

Исключенные затраты зависят от типа систем удаления жидкости, установленных на данный момент, а также могут учитывать средства, не потраченные на технологическую обработку скважины, меньшие выплаты за электроэнергию и снижение затрат на сокращенный объем капитального ремонта. Исключение затрат на технологическую обработку скважины учитывается в случаях, когда плунжерные подъемные системы заменяют балансирные насосные установки или другие ремонтные технологии, такие, как продувка, сваблирование или замыливание. Меньшие затраты на электроэнергию, сокращенный объем ремонтных работ и получение ликвидационной стоимости учитываются только для случаев замены балансирных насосных установок системами подъема плунжера.

★ Исключение затрат на технологическую обработку скважины.

Затраты на технологическую обработку скважины включают химическую обработку, антимикробную очистку, удаление штанг и зачистку скважины. Информация, имеющаяся по неглубокой скважине в 1 500 фут. (457,2 м) показывает, что затраты на капитальный ремонт, включая удаление штанг и восстановление системы труб, составляют более \$11 000 на скважину. Стоимость ежегодной химической обработки скважины (антиокислители, растворители, диспергирующие присадки, горячая жидкость, кристаллический модификатор и поверхностно-активные вещества) по опубликованным данным составляет не менее \$10 000 на скважину. Стоимость антимикробных средств, применяемых для удаления парафинового осадка, составляет \$5 000 на скважину в год (но эта обработка не устраняет проблему притока жидкости в скважину). Каждый из перечисленных процессов обработки увеличивает толщину минерального или парафинового осадка по мере углубления скважины.

★ Снижение затрат на электроэнергию по сравнению с насосными балансирными установками. Уменьшение затрат на оплату электроэнергии еще повышает экономический эффект от применения плунжерных подъемных систем. В данном случае затраты на электроэнергию отсутствуют, так как большинство контроллеров получают питание от солнечных батарей. На рис. 6 приведен перечень исключенных затрат на электроэнергию, представленный операторами, которые установили подъемные системы плунжера. Предполагая 365 дней эксплуатации, исключенные затраты на электроэнергию составили от \$1 000 до \$7 300 в год.

Рис. 6: Исключенные затраты на электроэнергию после замены балансирных насосных установок плунжерными подъемными системами

Объем двигателя, л.с.	Стоимость эксплуатации, \$/сут.
10	3
20	7
30	10
40	13
50	17
60	20

¹ Стоимость электроэнергии дана в расчете на 50% от полной нагрузки, на 50% времени при стоимости 7,5 цент/кВтч.

- ★ **Уменьшение затрат на капитальный ремонт по сравнению с балансирными насосными установками.** По отчетам операторов, затраты на капитальный ремонт при использовании балансирных насосных установок составляют \$1 000 в день. Обычный капитальный ремонт осуществляется за один день, но для скважин глубиной более 8 000 футов (2 400 м) потребуется более одного дня. В зависимости от скважины на капитальный ремонт может потребоваться от одного до 15 дней в году. Все эти затраты исключаются при использовании плунжерных подъемных систем.
- ★ **Возврат ликвидационной стоимости при замене балансирных насосных установок.** Если балансирные насосные установки заменяются плунжерными подъемными системами, то дополнительная прибыль и экономический эффект достигаются за счет возврата ликвидационной стоимости замещаемого производственного оборудования. На рис. 7 приведена ликвидационная стоимость, которую можно получить при реализации замещаемых насосных установок. В некоторых случаях только одна ликвидационная стоимость может покрыть затраты на установку плунжерных подъемных систем.

Рис. 7: Ликвидационная стоимость оборудования при замене балансирных насосных установок плунжерными подъемными системами

Поступление средств при реализации замещаемого оборудования	
Тип насоса (крутящий момент), дюйм-фунт/(Н*м)	Ликвидационная стоимость оборудования, \$
114 000/(12 880)	9 500
160 000/(18 078)	13 000
228 000/(25 761)	16 500
320 000/(36 155)	21 000
456 000/(51 521)	26 500
640 000/(72 310)	32 000

¹ Ликвидационная стоимость включает минимальную цену насосной установки, электродвигателя и колонны насосных труб.

Этап 4: Рассчитать экономические показатели применения плунжерной подъемной системы. Базовый анализ движения денежных средств может быть использован для сравнения затрат и прибыли при применении плунжерной подъемной системы по сравнению с другими вариантами удаления жидкости. На рис. 8 представлены затраты для каждого из вариантов.

Рис. 8: Сравнение затрат по применению плунжерных подъемных и других систем			
Категория затрат	Плунжерный подъем	Традиционная балансирная установка	Ремонтные работы
Капитальные затраты и стоимость пусковых работ	\$1 500 - \$6 000	\$20 000 - \$40 000	\$0
Затраты на выполнение			
Техническое обслуживание ²	\$1 000/год	\$1 000 - \$15 000/год	\$0
Обработка скважины ³	\$0	\$10 000+	\$10 000+
Электричество ⁴	\$0	\$1 000 - \$7 300/год	\$0
Ликвидационная стоимость	\$0	(\$9 000 - \$32 000)	\$0
¹ Включает применение пен, свабирование и продувку. ² Затраты на техническое обслуживание при установке традиционной балансирной насосной установки включают капитальный ремонт 1-15 раз в год при стоимости каждого - \$1 000. ³ Затраты различны и зависят от типа жидкости. ⁴ Затраты на электричество предполагают достаточность энергии солнечных батарей для функционирования плунжерных подъемных систем.			

★ **Экономический эффект при замещении балансирующих насосных установок плунжерными подъемными системами.** На рис. 9 приведены результаты моделирования гипотетической скважины с суточной добычей 100 тыс. фут.³ (2,8 тыс. м³) для оценки экономического эффекта применения плунжерной подъемной системы на основе исходных данных рис. 8. Увеличение суточной добычи на 20 тыс. фут.³ (566 м³) обеспечивает ежегодный прирост в 7 300 тыс. фут.³ (207 тыс. м³). В предположении, что до установки плунжера проводился один капитальный ремонт, переход на применение плунжерной подъемной системы обеспечивает 2 тыс. фут.³ (57 м³) дополнительной годовой добычи от исключенных эмиссий. Прибыль по проекту увеличивается также от возврата ликвидационной стоимости замещаемого балансирующего насосного оборудования, что обеспечивает непосредственный возврат средств. Даже при невозможности получения ликвидационной стоимости период окупаемости проекта может составить несколько месяцев в зависимости от производительности скважины.

Рис. 9: Экономический анализ замены балансирующих насосных установок плунжерными подъемными системами						
	0 год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год
Стоимость газа при повышении добычи и исключенных эмиссий ¹		\$21 906	\$21 906	\$21 906	\$21 906	\$21 906
Оборудование плунжерной подъемной системы и стоимость установки	(\$6 000)					
Техническое обслуживание плунжерной подъемной системы		(\$1 000)	(\$1 000)	(\$1 000)	(\$1 000)	(\$1 000)
Затраты на электроэнергию в год	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Ликвидационная стоимость балансирующей установки	\$16 500					
Отсутствие технического обслуживания балансирующей установки (1 кап. ремонт/год)		\$1 000	\$1 000	\$1 000	\$1 000	\$1 000
Отсутствие затрат на электроэнергию для балансирующей установки (двигатель 10 л.с.)		\$1 000	\$1 000	\$1 000	\$1 000	\$1 000
Отсутствие химической обработки		\$10 000	\$10 000	\$10 000	\$10 000	\$10 000
Поступление средств	\$10 500	\$32 906	\$32 906	\$32 906	\$32 906	\$32 906
NPV (чистая приведенная стоимость)² = \$122 945						
Период окупаемости = непосредственный						
¹ При цене газа \$3 за тыс. фут. ³ (\$106/тыс. м ³) для 7 300 тыс. фут. ³ (207 м ³) за счет роста добычи и 2 тыс. фут. ³ (57 м ³) от исключенной эмиссии при каждом ремонте (с учетом 1 капитального ремонта в год).						
² Чистая приведенная стоимость рассчитана при ставке дисконтирования 10% на период свыше 5 лет.						

★ **Экономия от замены систем продувки плунжерными подъемными системами.** На рис. 10 приведены результаты оценки экономической эффективности для гипотетической скважины с суточной добычей 100 тыс. фут.³ (2,8 тыс. м³), в которой установлена плунжерная подъемная система в качестве замены продувки как метода удаления жидкости из скважины, на основе исходных данных рис. 8. При увеличении продуктивности на 20 тыс. фут.³ (566 м³) в сутки, годовой прирост продуктивности составит 7 300 тыс. фут.³ (207 тыс. м³). Кроме того, появится экономия от предотвращенной эмиссии, сопровождающей процесс продувки. При 12 одночасовых продувках в год исключенная эмиссия составит 24 тыс. фут.³ в год (680 м³).

Рис. 10: Экономический анализ замены систем продувки плунжерными подъемными системами						
	0 Год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год
Стоимость газа за счет роста добычи и сокращения эмиссии		\$21 972	\$21 972	\$21 972	\$21 972	\$21 972
Оборудование плунжерной подъемной системы и стоимость наладки	(\$6 000)					
Обслуживание плунжерной подъемной системы		(\$1 000)	(\$1 000)	(\$1 000)	(\$1 000)	(\$1 000)
Затраты на электроэнергию в год	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Отсутствие химической обработки		\$10 000	\$10 000	\$10 000	\$10 000	\$10 000
Поступление средств	(\$6 000)	\$30 972	\$30 972	\$30 972	\$30 972	\$30 972
NPV (чистая приведенная стоимость) ² = \$101 280						
Период окупаемости =< 6 месяцев						
¹ При цене газа \$3/тыс. фут. ³ (\$106/тыс. м ³) для 7 300 тыс. фут. ³ (207 м ³) за счет роста добычи и 24 тыс. фут. ³ (57 м ³) от исключенной эмиссии (с учетом 12 продувок и 2 тыс. фут. ³ (56,6 м ³) за продувку).						
² Чистая приведенная стоимость рассчитана при ставке дисконтирования 10% на период свыше 5 лет.						

Конкретные примеры

Месторождение Amoco Midland Farm

Корпорация Амосо - партнер-учредитель Natural Gas STAR (на данный момент объединившаяся с BP), описывает успешную замену на месторождении Midland Farm производственного оборудования в скважине с балансирным насосом на плунжерную подъемную систему. До установки плунжерных подъемных систем Амосо использовала балансирные установки с колоннами стекловолоконных штанг. Подъемное оборудование первоначально состояло из насосных установок с крутящим моментом 640 дюйм-фунт (72 Н*м), приводимых в действие двигателями мощностью 60 л.с. Специалисты заметили, что в скважинах данного месторождения возникали проблемы, связанные с образованием парафинового налета в стволе скважины и на насосных штангах, который блокировал поток жидкости и препятствовал движению стекловолоконных насосных штанг. Плунжерная подъемная система рассматривалась как возможное средство сдерживания накопления парафина в скважине.

Амосо начала программу по внедрению плунжерных подъемных систем с пилотного проекта на одной скважине. Опираясь на первый успешный опыт, Амосо затем продолжила процесс замены оборудования на всех скважинах месторождения. Основываясь на успешном опыте в Midland Farm, Амосо установила 190 плунжерных подъемных систем на участках в Денвере и Сандауне (Техас) и заменила остальные балансирные установки.

Издержки и доходы

Корпорация Амосо оценила затраты на внедрение плунжерных подъемных систем, включая устройство плунжера и реконструкцию колонны фонтанных труб, в среднем в \$10 000 на скважину (начальные затраты на пилотный проект, включая реконструкцию колонны фонтанных труб, были выше средних в отличие от последующих проектов).

Затем Амосо был проведен анализ экономической эффективности за счет снижения расходов на электричество, капитальный ремонт скважин и химическую обработку на трех участках. В целом, по оценкам компании Амосо, исключенные издержки на электричество, ремонт и очистку от парафина составили в среднем \$20 000 в год на скважину.

- ★ **Электричество.** Сокращение расходов оценивалось, исходя из 50% машинного времени. На основе издержек, представленных на рис. 6, экономия на электричестве составила около \$20 в сутки.
- ★ **Капитальный ремонт скважины.** В среднем Амосо проводила один капитальный ремонт на скважине в год, связанный с ремонтом фонтанных труб. На применявшихся ранее балансирных установках стоимость этой операции была \$3 000, что в среднем составляло \$8 в сутки.
- ★ **Химическая обработка.** Наибольшая экономия была получена от исключения химической обработки. Амосо смогла сэкономить на очистке от парафина примерно \$10 000 на скважину в год благодаря тому, что внедрение плунжера исключило накопление парафина в трубах.

Увеличение добычи газа и прибыли

После внедрения первой плунжерной подъемной системы Амосо было установлено, что добыча газа увеличилась более чем на 400 тыс. фут.³ (11,3 тыс. м³) в сутки. В процессе расширения использования плунжерных подъемных систем на месторождении компания имела значительный успех на большинстве скважин, хотя на некоторых из них в течение тридцатидневного периода испытаний увеличение добычи было небольшим или вообще отсутствовало. Общее увеличение продуктивности (увеличение добычи и исключенная эмиссия) всех скважин, на которых были установлены плунжерные подъемные системы, составило 1 348 тыс. фут.³ (38 тыс. м³) в сутки. Среднегодовая экономия газа, исходя из 6 процентов снижения добычи, составила 11 274 тыс. фут.³ (319 тыс. м³) на скважину или примерно \$33 822 на скважину. На рис. 11, 12 представлены результаты предварительного анализа экономической эффективности в первый год внедрения плунжерных подъемных систем на месторождении Midland Farm корпорации Амосо. Кроме экономии газа и сокращения издержек при внедрении плунжерных подъемных систем Амосо получила единовременный доход от продажи высвободившихся насосных установок и двигателей, составивший \$32 000 для каждой скважины.

Анализ

Сводные данные расходов и доходов, связанных с программой внедрения плунжерных подъемных систем корпорацией Атосо, представлены на рис. 12. В течение первого года эксплуатации корпорация получила среднегодовой экономический эффект около \$44 700 на скважину. Кроме того, по каждой скважине было получено около \$32 000 компенсации от ликвидационной стоимости оборудования балансирующих установок.

Рис. 11: Изменения уровня добычи за счет внедрения плунжерных подъемных систем на месторождении Midland Farm в Техасе						
Скважина	Продуктивность до установки плунжерных подъемных систем			Продуктивность за 30 дней после установки		
	Газ, тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/сут.	Нефть, баррелей (м ³) в сутки	Вода, баррелей (м ³) в сутки	Газ, тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/сут.	Нефть, баррелей (м ³) в сутки	Вода, баррелей (м ³) в сутки
1	233 (7)	6 (0,9)	1 (0,1)	676 (19)	5 (0,8)	1 (0,1)
2	280 (8)	15 (2,4)	1 (0,1)	345 (10)	15 (2,4)	1 (0,1)
3	240 (7)	13 (2,1)	2 (0,2)	531 (15)	33 (5)	11 (1,3)
4	180 (5)	12 (2)	2 (0,2)	180 (5)	16 (2,5)	3 (0,4)
5	250 (7)	5 (0,8)	2 (0,2)	500 (14)	5 (0,8)	2 (0,2)
6	95 (3)	8 (1,3)	2 (0,2)	75 (2)	12 (2)	0
7	125 (4)	13 (2,1)	1 (0,1)	125 (4)	14 (2,2)	0
8	55 (2)	6 (1)	1 (0,1)	55 (2)	13 (2)	2 (0,2)
9	120 (3)	45 (7)	6 (0,7)	175 (5)	40 (6)	0
10	160 (5)	16 (2,5)	3 (0,4)	334 (9)	17 (2,7)	3 (0,4)
11	180 (5)	7 (1)	12 (1,4)	80 (2)	6 (1)	6 (0,7)
12	215 (6)	15 (2,4)	4 (0,5)	388 (10)	21 (3,3)	2 (0,2)
13	122 (3)	8 (1,3)	8 (1)	124 (4)	12 (2)	7 (0,8)
14	88 (2)	5 (0,8)	10 (1,2)	23 (1)	9 (1,4)	1 (0,1)
Среднее	167 (5)	12 (2)	4 (0,5)	258 (7)	16 (2,5)	3 (0,4)

¹ Все скважины имеют глубину около 11 400 фут. (3 475 м).
Источник: World Oil, ноябрь, 1995

Рис. 12: Экономический эффект, полученный корпорацией Атосо при замене балансирующих установок на плунжерные подъемные системы							
Средне-годовая экономия газа ¹ , тыс.фут. ³ (тыс. м ³)/год	Стоимость сэкономленного газа ²	Стоимость установки плунжерной подъемной системы на скважину	Экономия на ремонте насосных труб на скважину в год	Экономия на химической обработке на скважину в год	Экономия на электроэнергии на скважину за сутки	Средне-годовой экономический эффект на скважину ³	Дополнительный доход от продажи балансирующей установки на скважину
11 274 (319)	\$33 822	\$10 000	\$3 000	\$10 000	\$20	\$44 700	\$32 000

¹ Первоначальный объем газодобычи = 1 348 тыс. фут.³ (38,2 тыс. м³) в сутки. В предположении снижения добычи на 6% в год.
² Цена газа \$3/тыс. фут.³ (\$106/тыс. м³).
³ Усредненная величина экономии рассчитана по 14 скважинам.

Месторождение Mobil Big Piney

На месторождении Big Piney в штате Вайоминг корпорация Mobil Oil - партнер-учредитель Natural Gas STAR (на данный момент объединившаяся с Exxon) установила плунжерные подъемные системы на 19 скважинах. Первые две установки были смонтированы в 1995 году, остальные скважины были оборудованы в 1997 году. В результате этих преобразований Mobil сократила общую эмиссию газа от продувок на 12 166 тыс. фут.³ (345 тыс. м³) в год. Кроме сокращения эмиссии метана установка плунжерных подъемных систем обеспечила снижение утечки этана (на 6% по объему), С3-углеводородов и прочих летучих органических соединений (5%) и инертных газов (2%). На рис. 13 представлено снижение эмиссии по каждой скважине после установки плунжерных подъемных систем.

Рис. 13: Программа установки плунжерных подъемных систем в Big Piney, Вайоминг

Скважина	Эмиссия до установки систем, тыс.фут. ³ (тыс. м ³)/год на скважину	Эмиссия после установки, тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/год на скважину	Среднегодовое сокращение, тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/год на скважину
1	1 456 (41)	0	1 456 (41)
2	581(16)	0	581 (16)
3	1 959 (55)	318 (9)	1 641 (46)
4	924 (26)	0	924 (26)
5	105 (3)	24 (1)	81 (2)
6	263 (7)	95 (3)	168 (5)
7	713 (20)	80 (2)	633 (18)
8	453 (13)	0	753 (21)
9	333 (9)	0	333 (9)
10	765 (22)	217 (6)	548 (16)
11	1 442 (41)	129 (4)	1 313 (37)
12	1 175 (33)	991 (28)	184 (5)
13	694 (20)	215 (6)	479 (14)
14	1 416 (40)	1 259 (36)	157 (4)
15	1 132 (32)	708 (20)	424 (12)
16	1 940 (55)	561 (16)	1 379 (39)
17	731 (21)	461 (13)	270 (8)
18	246 (7)	0	246 (7)
19	594 (17)	0	594 (17)
Всего:	17 224 (488)	5 058 (143)	12 166 (344)

Рекомендации по установке

Следующие рекомендации помогут устранить проблемы при установке плунжерных подъемных систем:

- ★ **Не используйте эксплуатационные пакеры, т. к. они ограничивают объем добычи газа за один рейс плунжера.** Без применения пакера увеличивается поступление сжатого газа за счет

использования всего свободного кольцевого пространства. Чем больше объем газа, тем больше объем поднятой воды.

- ★ **Перед установкой проверьте отсутствие засорения в трубах калибровочным кольцом.** Засорение труб осложняет движение плунжера и может привести к необходимости замены эксплуатационной колонны насосно-компрессорных труб.
- ★ **Осмотрите плунжер после первого рейса.** Проверка плунжера на наличие повреждений, песка или осадка позволит предотвратить последующие сложности в его эксплуатации, произвести оперативный ремонт во время подготовки бригады и монтажного оборудования.

Плунжерные подъемные системы имеют ряд преимуществ перед другими методами удаления жидкости из скважин: увеличенный объем продаж газа, увеличенный срок эксплуатации скважин, уменьшенные эксплуатационные расходы, уменьшенная эмиссия метана. При установке плунжерных подъемных систем следует принимать во внимание следующее:

- ★ Плунжерные подъемные системы имеют более короткий срок окупаемости инвестиций по сравнению с балансирными установками и методами продувки.
- ★ Плунжерные подъемные системы обеспечивают существенное сокращение объема ремонтных работ за эксплуатационный период скважины и снижение эмиссии метана в атмосферу.
- ★ Экономический анализ применения плунжерных подъемных систем должен учитывать существенный рост продуктивности по каждой скважине ввиду увеличения срока ее эксплуатации.
- ★ Даже если давление в скважине падает ниже необходимого для преодоления противодействия в магистральном газопроводе и подъема плунжера с жидкостью, плунжер более эффективен для выброса жидкости из скважины на поверхность, чем простая продувка скважины, не оснащенной плунжерной подъемной системой.
- ★ Ежегодные отчеты по программе Natural Gas STAR должны включать сокращенные объемы эмиссии метана, полученные в результате оснащения скважин плунжерными подъемными системами.

Литература

Abercrombie, B. "Plunger Lift" in *The Technology of Artificial Lift Methods*, Vol. 2b, by K.E. Brown. PennWell Publishing Co., 1980 (pp. 483-518).

Beauregard, E., and P.L. Ferguson. *Introduction to Plunger Lift: Applications, Advantages and Limitations*. SPE Paper 21290 presented at the Rocky Mountain Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers, Billings, MT, May 1982.

Beeson, C.M., D.G. Knox, and J.H. Stoddard. *Plunger Lift Correlation Equations and Nomographs*. Paper 501-G presented at AIME Petroleum Branch Meeting, New Orleans, LA, October 1995.

Bracy, C.L., and S.J. Morrow. *An Economic Assessment of Artificial Lift in Low Pressure, Tight Gas Sands in Ochiltree County, Texas*. SPE Paper 27932 presented at the SPE Mid-Continent Gas Symposium, Amarillo, TX, May 1994.

Christian, J., Lea, J.F., and Bishop, B. *Plunger Lift Comes of Age*. World Oil, November 1995.

EVI Weatherford, personal contact.

Ferguson, Paul L., and Beauregard, E. Will Plunger Lift Work in My Well. Southwestern Petroleum Short Course, (pp. 301-310), 1988.

Fishback II, J. William, Exxon-Mobil, personal contact.

Foss, D.L., and R.B. Gaul. *Plunger-Lift Performance Criteria with Operating Experience—Ventura Avenue Field*. Drilling and Production Practice. American Petroleum Institute, 1965 (pp. 124-140).

Gregg, David, Multi Products Company, personal contact.

GRI—EPA, Research and Development, *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 2: Technical Report*. Prepared for the Energy Information Administration, GRI 94/0257.1, June 1996.

GRI—EPA, Research and Development, *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 7: Blow and Purge Activities*. Prepared for the Energy Information Administration, GRI 94/0257.24, June 1996.

Lea, J.F. *Dynamic Analysis of Plunger Lift Operations*. SPE Paper 10253 presented at the 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, October 1981.

McAllister, E.W. *Pipe Line Rules of Thumb Handbook*, Fourth Edition. Gulf Publishing Company, 1998 (pp. 282-284).

O'Connell T., P. Sinner, and W.R. Guice. *Flexible Plungers Resolve CT, Slim Hole Problems*. American Oil and Gas Reporter, Vol. 40 No. 1 (pp. 82-85).

Paugh, Len, Lomak Petroleum, personal contact.

Phillips, Dan and Listik, Scott. *How to Optimize Production from Plunger Lift Systems*. World Oil, May 1998.

Plunger Lift Systems, Inc., personal contact.

Schneider, T., S., and Mackey, V. *Plunger Lift Benefits Bottom Line for a Southeast New Mexico Operator*. SPE Paper 59705 presented at the Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, March 2000.

Smith, Reid, BP, personal contact.

A large, abstract yellow shape with a curved edge, located in the top-left corner of the page.

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

Walls, Brad, Resource Production Company, personal contact.

Well Master Corporation, personal contact.

Wellco Service Corporation, personal contact.

Оценка роста продуктивности для скважин с падающей добычей.

По данным, предоставленным Dake 's *Fundamentals of Reservoir Engineering* (1982), на основе следующего уравнения можно рассчитать прирост дебита при пониженном давлении в скважине, которая оснащена плунжерной подъемной системой. Уравнение, полуустойчивого режима имеет вид:

$$m(p_{avg})-m(p_{wf})=[(1\,422 \times Q \times T)/(k \times h)] \times [\ln(r_e/r_w)-3/4+S] \times (8,15),$$

где

$m(p_{avg})$ = усредненная фактическая величина псевдодавления газа;

$m(p_{wf})$ = фактическая величина псевдодавления газа фонтанирующей скважины;

Q = дебит газа;

T = абсолютная температура;

K = проницаемость;

h = мощность пласта;

r_e = радиус внешней границы;

r_w = радиус скважины;

S = механический скин-фактор.

После получения характеристик коллектора на основе этого выражения можно определить величину Q для замедленного потока при скоплении жидкости в скважине (текущее состояние и кривая падения), а также Q для сухой скважины (при использовании плунжерных подъемных систем и уточненная кривая падения). Это общие принципы, и компании должны обращаться за помощью к инженерам-разработчикам для более точных расчетов.

Альтернативный метод расчета исключенной эмиссии при замене метода продувки.

Оценку с завышением погрешностей по объемам газа, выбрасываемого на поверхность, можно выполнить, используя следующую формулу:

Ежегодные Выбросы Газа, тыс.фут.³/год = $(0,37 \times 10^{-6}) \times (\text{Диаметр Обсадки})^2 \times \text{Глубина Скважины} \times \text{Давление в Закрытой Скважине} \times \text{Ежегодное Количество Применений Технологии Вызова Притока}$

Здесь диаметр обсадки приведен в дюймах, глубина скважины в футах и давление в закрытой скважине в фунтах на квадратный дюйм. На рис. А1 приводится пример расчета.

Рис. А1: Пример: Расчет исключенной эмиссии при замене метода продувки	
Диаметр обсадки	8 дюймов (0,2 м)
Глубина скважины	10 000 фут. (3048 м)
Давление в закрытой скважине	214,7 фунт/дюйм ² (1 480,3 кПа)
Количество применений технологии вызова притока в год	52 (еженедельно)
Ежегодные выбросы газа = $(0,37 \times 10^{-6}) \times 8^2 \times 10\,000 \times 214,7 \times 52 = 2\,644$ тыс. фут. ³ /год (74,9 тыс. м ³ /год)	

Это минимальный объем газа, который мог быть выброшен при атмосферном давлении из скважины, прекратившей подачу газа в коммерческий трубопровод ввиду того, что гидростатический уровень жидкости, скопившейся в насосно-компрессорных трубах, равен разности давления в коммерческом трубопроводе и в скважине. Если давление в этой скважине превышает давление в коммерческом трубопроводе в 1,5 раза, что соответствует условиям применения плунжерных подъемных систем на рис. 2, то объем газа в обсадных трубах скважины при давлении, характерном для закрытой скважины, должен быть минимально достаточным для выталкивания жидкости через систему труб на поверхность при снижении противодавления до нуля. Партнеры могут рассчитать минимальное время сброса газа из скважины, используя указанный объем и уравнение потока газа для месторождения Weymouth (полученное для диаметра труб общего назначения и падения давления, которое приведено в табл. 3-5 на стр. 283 и 284 в разделе Pipeline Rules 4-го издания справочника Thumb Handbook Pipeline Rules). Если из опыта партнеров известно, что на сброс газа из скважины уходит больше времени, чем предполагается в данном расчетном методе, то значение Ежегодных Выбросов Газа может быть увеличено с учетом простого соотношения между фактическим временем выпуска газа и расчетным временем на основе эмпирического уравнения для месторождения Weymouth.



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

EPA430-B-03-005
Октябрь 2003 г.