

А.А.Мазаев, Зайкинское газоперерабатывающее предприятие ОАО «Оренбургнефть»

## ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ОЧИСТКЕ ПОЛОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ РОСТАШИНСКОГО И ЗАЙКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОТ СКОНДЕНСИРОВАВШЕЙСЯ ЖИДКОСТИ

*Транспорт попутного нефтяного газа с пунктов сбора на Зайкинское ГПП включает в себя предварительную подготовку и собственно сам транспорт продукта.*

Подготовка газа к транспорту предусматривает:

- на Зайкинском ПС — сепарация и низкотемпературная сепарация (НТС);
- на Росташинском ПС — сепарация и гликолевая осушка.

В настоящее время, кроме первичной сепарации газа, никакой подготовки не осуществляется.

НТС на Зайкинском ПС осуществлялась по принципу дроссель-эффекта на теплообменных аппаратах и промежуточных сепараторах. В начальной стадии эксплуатации Зайкинского месторождения давление пласта (40 кгс/см<sup>2</sup>) позволяло получать дроссель-эффект и осуществлять НТС газа. Увеличение добычи нефти в настоящее время за счёт снижения давления в системе сбора с 40 кгс/см<sup>2</sup> до 25 кгс/см<sup>2</sup> не позволяет осуществить дроссель-эффект (редуцирующий клапан открыт полностью) и как следствие сконденсировать тяжёлые углеводороды.

На Росташинском ПС производилась осушка газа от влаги диэтиленгликолем (ДЭГом) на абсорбционных колоннах. Ввиду неотлаженности технологической схемы и оборудования установки осушки данный технологический процесс не осуществлялся должным образом и колонные аппараты работали как буферные ёмкости. Следует учесть, что через установку осушки проходил только газ Росташинского месторождения, а в газопровод «Росташинский ПС — 16 км врезки» подаётся смесь газа Росташинского и Гаршинского месторождений. Хотя объём гаршинского газа много меньше росташинского, но даже в этом случае терялся бы должный эффект осушки газа.

В силу указанных причин газ к транспорту по газопроводам «Росташинский ПС — 16 км врезки» и «Зайкинский ПС — ЗГПП» практически не был подготовлен, а ведь во всех газопроводах происходит охлаждение газа и, как

следствие, разделение продукта на газообразную и жидкую фазы. Сепараторы, установленные в «голове» газопроводов, не могли выполнять функции недействующих установок. Поэтому низкий уровень первичной подготовки газа приводит к нарушению режима транспорта газа в однофазном состоянии. Сконденсировавшаяся жидкость начинает скапливаться в нижних точках трассы газопроводов, что приводит к снижению пропускной способности (запиранию участков газопроводов) и повышению давления в «голове» газопроводов и далее в системе сбора, тем самым снижая уровень добычи. Головные участки газопроводов вообще имеют наиболее жёсткий режим эксплуатации. Поэтому обеспечение отсутствия жидкости на этих участках — исключительно сложная и важная задача. Данный результат обуславливает необходимость частых очистных операций внутренней полости га-

зопроводов от жидкости, что, в свою очередь, приводит дополнительно к потерям газа на факеле (дабы не остановить в эти периоды добычу нефти) и нестабильной работе газоперекачивающих агрегатов Зайкинского ГПП (работа одного агрегата на антипомпажном клапане либо полная его остановка). Поскольку принципиальное решение вопроса о подготовке газа на промыслах повлечёт больших затрат, связанных с заменой процесса захолаживания газа (замена дроссель-эффекта на источник внешнего холода), то нами поставлена несколько иная цель — улавливание проскочившей и сконденсировавшейся жидкости в «голове» газопроводов и по возможности возврат её на установки комплексной подготовки нефти. Решение поставленной цели должно предусматривать минимальные материальные и финансовые вложения.

### Предлагаемая схема улавливания конденсата на газопроводе «Зайкинский ПС — ЗГПП»

Газопровод от узла запуска поршня (УЗП) расположен на подъём (10%), что способствует скоплению жидкости на небольшом «головном» участке протяжённостью около 1 км и препятствует свободному уносу её далее в трассу газопровода. В 2004 году на УЗП была выполнена врезка по нижней образующей трубы с целью отвода скапливающегося конденсата в амбар и его сжигания без остановки транспорта газа. Эта схема предусматривает прямую потерю газоконденсата, равно как и схема при очистке полости газопровода очистным поршнем. С момента начала продувок газопровода от конденсата была установлена средняя их периодичность и

среднее время: летний период — 1 продувка в месяц длительностью 10–15 минут; зимний период — 1 продувка в неделю длительностью 20–35 минут. Нами был проведён лабораторный анализ и расчёт объёма истекаемой (сжигаемой) жидкости в амбар:

$$G = 1,59 \times \alpha_1 \times F \times \sqrt{(P_2 - P_1) \times \rho}, \quad (1)$$

где  $G$  — расход газоконденсата, кг/час.;

$\alpha$  — коэффициент расхода,

для газа  $\alpha = 1$ ; для жидкости  $\alpha = 0,5$ ;

$F$  — площадь сечения трубы, мм<sup>2</sup>;

$P_1$  — давление на выходе трубы на амбар,  $P_1 = 0$  МПа;

$P_2$  — рабочее давление в газопроводе,  $P_2 = 1,6$  МПа;

$\rho$  — плотность газоконденсата (см. хим. анализ  $\rho = 0,728$  г/см<sup>3</sup>.)

$$F = \pi \times \frac{d^2}{4}, \quad \text{где} \quad (2)$$

$d$  — внутренний диаметр трубы, по которой выходит конденсат,  $d = 60$  мм.

$$F = 3,14 \times \frac{60^2}{4} = 2826 \text{ мм}^2.$$

$$G = 1,59 \times 0,5 \times 2826 \times \sqrt{1,6} = 76677 \text{ кг/ч} = 105,326 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Учитывая в среднем, что время продувки составляет 20 минут (0,3 часа), получим (принимая для расчёта минимальное время продувки) фактический объём выхода конденсата:

$$76677 \times 0,3 = 23003,1 \text{ кг, или } 23 \text{ т.}$$

Учитывая также, что в среднем за месяц проводится 1,33 продувки и принимая во внимание сложившуюся в НГДУ «Южуренбургнефть» обстановку по добыче нефти с начала текущего года (невыполнение плановых показате-

лей), считаем актуальным за год дополнительно вернуть на установку подготовки нефти газоконденсат в количестве 367,1 т/год. Возврат конденсата на установку вместо сжигания его в амбаре также имеет положительное влияние на экологическую обстановку в районе добычи.

Густая сеть шлейфов в районе Зайкинского ПС создаёт большие трудности в прокладке нового трубопровода от амбара до УПН и требует значительных материальных вложений, поэтому было предложено использовать один из шлейфов расположенных рядом с УЗП действующих на данный момент (и в перспективе) скважин. Данное предложение было доведено до руководства НГДУ. В результате совместного обсуждения данного предложения была принята наиболее простая и практически применимая схема возврата газового конденсата.

Наиболее подходящим является шлейф скважины № 1006 (+ № 2601) 114 мм, приходящий на блок входящих ниток №1 (БВН). Необходимо только осуществить врезку в шлейф и установить отсекающую арматуру. Обычная работа скважины возможна по трём линиям: на факел, на УПН и на замерной сепаратор. Чтобы учесть количество возвращаемого конденсата, предполагается работа по замерной линии. В момент начала продувок операторы производят переключение действующих скважин с замерной линии на линию подачи на УПН. В этот же момент производится стравливание давления из замерного сепаратора С-105 ( $V=12,5$  м<sup>3</sup>) на факел, для принятия конденсата, а также отсечение коллектора БВН №2. Для быстрого передавливания газоконденсата из газопровода в сепара-

тор давление в нём создаём, как в факельном коллекторе. Передавливание конденсата из замерного сепаратора С-105 в систему подготовки нефти (сепаратор 3-й ступени С-103/1-3) осуществляется газом из сепаратора второй ступени С-102/1-3. Учёт количества жидкости будет осуществляться на диафрагме, установленной на трубопроводе, из С-105 в С-103/1-3. По окончании продувок схему возвращают в исходное состояние.

## Предлагаемая схема улавливания конденсата на газопроводе «Росташинский ПС — 16 км врезки»

Схема, использованная на Зайкинском ПС, в данном случае не может быть применена по нескольким причинам:

- совершенно другая схема сбора нефти;
- отсутствие незадействованного шлейфа какой-либо скважины;
- высокие давления в действующих шлейфах.

Чтобы оценить целесообразность возврата на УПН, проведём аналогичные химический анализ и расчёт количества сжигаемого конденсата в амбаре на узле приёма поршня (УПП) при обычном «поршневании» газопровода. Практика показывает, что время сжигания конденсата в амбаре колеблется в зависимости от времени года от 5 до 20 минут, а периодичность от 8 до 13 раз в год.

По формуле (2) определим сначала площадь сечения трубы, выходящей в амбар, а по формуле (1) количество жидкости:

$$F = \pi \times \frac{d^2}{4} = 3,14 \times \frac{100^2}{4} = 7850 \text{ мм}^2,$$

где  $d$  — внутренний диаметр трубы, по которой выходит конденсат,  $d = 100$  мм.

$$G = 1,59 \times \alpha_1 \times F \times \sqrt{(P - p) \times \rho} = 1,59 \times 0,5 \times 7850 \times \sqrt{((1,9 - 0) \times 730)} = 232102,2 \text{ кг/ч}$$

где  $P_1$  — давление на выходе трубы в амбар,  $P_1 = 0$  МПа;

$P_2$  — рабочее давление в газопроводе,  $P_2 = 1,9$  МПа;

$\rho$  — плотность газоконденсата, (см. хим. анализ  $\rho = 0,73$  г/см<sup>3</sup>.)

С учётом времени продувки (примем усреднённое время 10 минут = 0,17 часа) фактический объём выхода жидкости составит:

$$232102,2 \times 0,17 = 39457,37 \text{ кг, или } 39,457 \text{ т.}$$

Здесь следует учесть, что в этом объёме фигурирует количество метанола, закачиваемого на УЗП в газопровод, в связи с чем непосредственно объём конденсата составит:

$$39,457 - 8,0 = 31,457 \text{ т.}$$

Учитывая, что поршневание газопровода осуществляется в среднем 0,67 раза в месяц, то несложно определить годовой возврат конденсата на УПН — 252,9 т.

Строительство нового трубопровода перекачки конденсата от врезки в газопровод до УПН нецелесообразно экономически (учитывая количество конденсата) по причинам достаточной удалённости (1 км), пересечения большого количества подземных коммуникаций и автодороги «Соболево — Тюльпан».

Поэтому была предложена следующая технологическая схема. После слияния двух потоков газа — гаршинского и росташинского (Приложение б) — смонтировать один газосепаратор большего объёма и с более эффективной насадкой. Сепараторы С-210 и С-211 при этом

высвобождаются. Причины этому две: небольшие объёмы существующих сепараторов С-210 и С-211 (4 и 8 м<sup>3</sup> соответственно) и большие скорости потоков газа. Т.е. газ, проходя сепараторы с большой скоростью, не успевает отбиваться от жидкости из-за короткого времени нахождения на насадке аппаратов и её малой эффективности. В качестве необходимого сепаратора нами предложен сепаратор-пылеуловитель с площадки сепарации на узле учёта газа на Староалександровской ДКС, который находится в бездействии, поскольку с 2003 года сдача товарного газа происходит на вновь смонтированном Герасимовском коммерческом узле учёта газа, а не на Староалександровском узле, и данный участок газопровода используется только при проведении очистки внутренней полости от сконденсировавшейся жидкости. Данный сепаратор ( $V=25$  м<sup>3</sup>) установлен в «хвосте» магистрального газопровода «ЗГПП – Староалександровская ДКС» и предназначен для улавливания пылевидной влаги, образовавшейся в трубопроводе в процессе транспорта газа и имеющий соответствующую для этого насадку. Возможность образования жидкости в газопроводе обуславливалась низким уровнем подготовки газа к транспорту на Зайкинском ПС до ввода в эксплуатацию ЗГПП. Состояние газосепаратора по результатам экспертизы промышленной безопасности после 23 лет эксплуатации оценивается как хорошее. Таким образом, установкой более эффективного сепаратора мы добьемся более полного улавливания жидкости из газожидкостной смеси.

# ПЫЛЬ, ГАЗ, ПЛАМЯ КОНТРОЛИРУЙТЕ С НАМИ



Более 15 лет назад в Россию пришла компания Oldham S.A. France — один из мировых лидеров по производству приборов и систем газового контроля. Компания была основана в 1920 году Джозефом Ольдамом, изобретателем лампы шахтера. В мае 2006 Industrial Scientific Corporation — ведущий проектировщик и изготовитель портативных приборов и

стационарных систем газового контроля, основанная в 1985 году, приобрела Oldham S.A.

Обе компании, объединив интеллектуальные и финансовые ресурсы, взаимопольно дополняют друг друга в географии и производстве, и бескомпромиссны в своих обязательствах поставлять изделия самого высокого качества, а также предоставлять клиентам лучшее сервисное обслуживание. Расширенные ресурсы обеспечат наших многонациональных клиентов выгодами от более полного ассортимента продукции и спектра услуг. Объединенные силы ISC — Oldham позволяют поставлять лучшие на всемирном рынке приборы для обнаружения газа и пламени.

Продукция ISC — Oldham используется во всем мире. Наши приборы и системы успешно работают на многих предприятиях России, от Калининграда до Сахалина, на Украине и в Казахстане.

Специалисты ООО НТЦ «Ольдам» занимаются не только реализацией и техническим обслуживанием продукции, но и участвуют в совместных разработках новых приборов и систем газового контроля.

Нашу продукцию используют МЧС, энергетики, предприятия нефтегазового комплекса, угольной, химической, пищевой и многих других отраслей промышленности России и СНГ.

## РЕГИОНАЛЬНЫЕ ДИЛЕРЫ:

ООО «Ольдам — Урал» · г. Челябинск · oldham-ural@yandex.ru  
ООО «Нефтехимсервис» · г. Ангарск · Konovalov@azp.ru  
ООО «Дельтапро — 2000» · г. Москва · igs@deltapro.ru  
ООО «Кузбасс — ольдам» · г. Киселевск · povgso-oper@tck.ru  
ООО «Метроникс» · г. Березники · chstm@mail.ru  
ООО «Ижпборсервис» · г. Ижевск · izhpriborservice@udmlink.ru  
ООО «Газприборконтроль» · г. Краснодар · z.konstantin@inbox.ru

## НТЦ ОЛЬДАМ

129010, г. Москва, Протопоповский пер., д. 9, стр.1  
Тел/факс: (495) 684-2586, 680-3167, 744-4455,  
E mail: igor@oldhamntc.ru, cikotntc@online.ru  
www.oldhamgas.com, www.oldhamntc.ru

## ПРЕИМУЩЕСТВА РАБОТЫ С НАМИ:

- Наличие российских сертификатов
- Низкие цены
- Полный сервис в России
- Быстрая доставка заказа
- Надежность и простота эксплуатации
- Скидки корпоративным клиентам

## Обнаружение газа и пламени

## Полный набор портативных приборов и стационарных систем



MX 62

MX 32



OLCT 60

OLCT IR



OLCT 40



MX 2100



NEW  
M 40



NEW  
GasBadge Pro



BM 25

## Определение утечки газа: безопасность с ISC — Oldham

Отличные возможности определения утечки газа  
**Портативные газоанализаторы** для всех видов Вашей деятельности, когда требуется предотвратить риск, связанный с наличием легко воспламеняющихся, токсичных газов и недостатка кислорода.

Защищайте персонал от риска отравления газом  
**Стационарные системы** (до 64 каналов) в сочетании с новым поколением точных и надежных сенсоров и трансмиттеров для селективного обнаружения.

## НТЦ ОЛЬДАМ

129010, г. Москва,  
Протопоповский пер., д. 9, стр.1  
Тел/факс: (495) 684-2586, 680-3167, 744-4455,  
www.oldhamgas.com, www.oldhamntc.ru

**INDUSTRIAL SCIENTIFIC**

**OLDHAM**