

Оптимизация использования существующего (проектного) оборудования объектов подготовки нефти и газа

О.А. Калименова (Оренбург, Россия)
okalimeneva@vunipigaz.ru

кандидат технических наук, старший научный сотрудник отдела переработки газа и конденсата ООО «ВолгоУралНИПИГаз»

Э.М. Мухаметова

кандидат технических наук, заведующий отделом переработки газа и конденсата ООО «ВолгоУралНИПИГаз»

Г.В. Кириллова

старший научный сотрудник отдела переработки газа и конденсата ООО «ВолгоУралНИПИГаз»

Г. Ф. Мурзакаева

старший научный сотрудник отдела переработки газа и конденсата ООО «ВолгоУралНИПИГаз»

В настоящей статье рассматривается алгоритм разработки мероприятий по снижению затрат и оптимизации на основе типовых схем процесса подготовки нефти и газа. рассмотрены варианты оптимизации на основе одной из установок подготовки нефти и газа.

Материалы и методы

В программе HYSYS выполнены расчеты материальных балансов установок с учётом состава сырья, фактических и плановых загрузок, технологических параметров работы установок подготовки нефти и газа. Предложения и технические решения, направленные на снижение затрат на объектах подготовки нефти и газа, обосновываются расчетами экономической эффективности, по результатам которых, определяется наиболее рациональный вариант.

Ключевые слова

нефтяная эмульсия, производительность, дожимная насосная станция, установка предварительного сброса воды и газа, установка подготовки нефти, сепаратор, подогреватель нефти, товарная нефть

Основными условиями достижения высоких технико-экономических показателей при работе систем сбора и подготовки нефти являются: максимальное упрощение технологических схем, унификация оборудования и аппаратуры, комплексная автоматизация, обеспечивающие подготовку нефти в соответствии с требованиями нормативных документов, следовательно, технологические схемы объектов обустройства нефтедобывающих месторождений должны обеспечивать получение продукции требуемого качества при минимальных затратах.

Актуальность и острота проблемы снижения затрат из года в год увеличивается, так как ее решение позволяет каждому конкретному предприятию выжить в условиях жесткой рыночной конкуренции, построить крепкое и сильное предприятие, которое будет иметь хороший экономический потенциал.

Разработка мероприятий, направленных на снижение затрат и оптимизацию процесса подготовки нефти с целью определения резервов производства по объемам выпускаемой продукции и возможностей работы оборудования в оптимальном режиме в настоящей статье рассматривается на основе типовых действующих технологических схем процесса подготовки нефти и газа.

Со скважин жидкость (нефть, газ и вода) поступает на автоматизированные замерные установки (АЗУ) с последующим направлением на дожимные насосные станции (ДНС), где осуществляется первая ступень сепарации. Частично дегазированная нефтяная эмульсия поступает на установку подготовки и сброса воды (УПСВ), либо на установку подготовки нефти (УПН), где проходит последовательно процесс сепарации в несколько ступеней. Газ стабилизации используется на собственные нужды, либо сжигается на факелах при превышении объемов потребности в топливе, либо направляется на газоперерабатывающие заводы при наличии разветвленной системы газосборных промысловых трубопроводов. Жидкость со всех ступеней сепарации направляется на поддержание пластового давления. Товарная нефть поступает на пункт сбора продукции (ПСП), где подвергается дополнительной обработке с целью доведения ее качества до требований стандарта, либо подается сразу через систему измерения качества нефти (СИКН) в магистральный нефтепровод.

Для обоснования эффективности мероприятий, направленных на снижение затрат и оптимизации работы оборудования на первом этапе работ выполняются расчеты материальных балансов установок с учётом состава сырья, фактических и плановых загрузок, технологических параметров работы

установок подготовки нефти и газа [1].

В период эксплуатации объектов подготовки нефти и газа происходит изменение технологических параметров добычи сырья (давления, температуры), состава и свойств добываемой нефтяной эмульсии (в частности, увеличивается обводненность нефти), снижаются объёмы добычи и, соответственно, производительность установок подготовки нефти.

Производственная мощность установки характеризуется возможностью выпуска максимального количества продукции соответствующего качества, которое может быть произведено им в единицу времени, при полном использовании основных производственных фондов в оптимальных условиях их эксплуатации. При этом определяют её теоретическое, максимальное и практическое значение.

Теоретическая (проектная) мощность характеризует максимально возможный выпуск продукции при идеальных условиях функционирования производства. Этот показатель используется при обосновании новых проектов, расширении производства, других инновационных мероприятиях.

Практическая мощность — наивысший объём выпуска продукции, который может быть достигнут на предприятии в реальных условиях работы.

Максимальная мощность — теоретически возможный выпуск продукции в течение отчетного периода при обычном составе освоенной продукции, без ограничений со стороны факторов труда и материалов, при возможности увеличения смен и рабочих дней, а также использовании только установленного оборудования, готового к работе. Этот показатель ограничивается максимальной производительностью одного вида оборудования (например, печей, либо сепараторов), оставляя загруженность других аппаратов технологической цепочки ниже проектной.

По результатам расчетов загруженность основного технологического оборудования на объектах может составлять от 5 до 150%, что соответствует степени недозагрузки (недоиспользования) производственных мощностей на одних установках и перегрузки оборудования на других установках.

Полученные расчеты значений загруженности основных элементов технологического процесса позволяют, на втором этапе работ, обосновать предложения и технические решения для снижения эксплуатационных затрат на объектах подготовки нефти и газа, вносить изменения в технологические схемы.

Вариантами снижения эксплуатационных затрат могут быть:

- демонтаж оборудования, не участвующего в технологическом процессе в настоящее время, и на перспективу, с учетом сведений по планируемой загрузке на ближайшие пять лет;
- снижение энергоёмкости оборудования путем замены насосов.

Вариантами оптимизации загрузок УПН могут быть:

- перераспределение потоков пластовой продукции со скважин по объектам подготовки нефти и газа;
- монтаж дополнительного технологического оборудования.

Предложения и технические решения, направленные на снижение затрат на объектах подготовки нефти и газа, обосновываются расчетами экономической эффективности [2], по результатам которых, определяется наиболее рациональный вариант.

Рассмотрим алгоритм разработки мероприятий, направленных на снижение затрат и оптимизации работы оборудования на примере установки подготовки нефти и газа.

Принципиальная типовая технологическая схема установки подготовки нефти приведена на рисунке 1.

Для расчётов принято:

- объект подготовки нефти и газа является автономным;
- фактическая производительность установки подготовки нефти и газа по жидкости (пластовая продукция) превышает проектную производительность в 1,5 раза.
- перспективная производительность установки по жидкости к 2016 году будет выше проектной мощности на 63%;
- проектная производительность по пластовой продукции 1800 тыс.т./год;
- проектная производительность по нефти 470 тыс.т./год.

Анализ работы установки при фактической производительности установки показал:

- на подготовку в сепараторы С–1,2 поступает до 400 м³/ч жидкости и до 7000 м³/ч газа, что требует работы двух сепараторов (фактически — 2 сепаратора производительностью до 430 м³/ч каждый);
- на нагрев поступает до 7700 т/сут нефтяной эмульсии с обводненностью до 80%. Нагрев нефтяной эмульсии в летний период не требуется, в зимний период необходим нагрев не более, чем на 15 °С, для чего требуется работа двух подогревателей П–1,2 производительностью до 1150 т/сут, либо одного П–3 производительностью 2350 т/сут (фактически — 3 подогревателя);
- в отстойники О–1,2 поступает до 310 м³/ч жидкости, что требует работы одного отстойника О–2 (фактически — 2 сепаратора — отстойника производительностью 280 + 560 м³/ч);
- в газовый сепаратор СГ поступает до 7000 м³/ч газа высокого давления, что требует работы одного газового сепаратора (фактически — 1 газовый сепаратор производительностью 23300 м³/ч);
- в концевую сепарационную установку (КСУ) поступает до 50 м³/ч жидкости, что требует работы одной КСУ (фактически — 1 КСУ производительностью 430 м³/ч);

- на охлаждение в АВО поступает до 50 м³/ч товарной нефти. Нефть охлаждается с 50 °С до 30 °С. Требуемая поверхность теплообмена составляет 6900 м². (фактически — 4 АВО с общей поверхностью теплообмена 10800 м²);
- на приём насосов внешней откачки поступает до 50 м³/ч товарной нефти, что требует работы одного насоса (фактически — 2 насоса производительностью 95 м³/ч).
- на приём насосов пластовой воды поступает до 300 м³/ч, что требует работы двух насосов (фактически — 3 насоса производительностью 200 м³/ч).

По результатам обследования работы установки и выполненным технологическим расчетам оборудования, выявлено:

- 1 Входные сепараторы работают с максимальной нагрузкой, превышающей оптимальную на 34%. В перспективе нагрузка на сепараторы дополнительно увеличится на 22%.
 - 2 На подготовку поступает нефть с высоким газовым фактором, следовательно, газовый сепаратор объёмом 6,3 м³ работает с максимальной нагрузкой.
 - 3 Фактическая нагрузка работы отстойников по жидкости значительно ниже проектных.
- С целью оптимизации процесса подготовки нефти на УПН рассмотрены 3 варианта реконструкции установки:

1 вариант. Увеличение производительности УПН путем реконструкции входных сепараторов.

Предлагается модернизация входных сепараторов С–1,2, включающая замену: трубопровода выхода нефтяной эмульсии диаметром 159 мм на трубопровод диаметром 273 мм; регулирующего клапана Ду150, Ру16 с электроприводом РэмТЭК — 02.Л.23.18000.12.100.2.V.28.0.а. УХЛ1 на клапан регулирующей РУСТ 410-2 УХЛ(1), Ду250, Ру16 с электроприводом РэмТЭК.

Данный вариант реконструкции позволит увеличить производительность установки до 3000 тыс.т/год по жидкости.

При этом рекомендуется отстойники О–1,2 эксплуатировать в последовательном режиме, что увеличит время отстоя, учитывая, что обводненность нефтяной эмульсии составляет 90% масс.

2 вариант. Реконструкция установки путем замены (добавления) нового оборудования:

- замена входных сепараторов С-1,2 марки НГС-2-1,6-2000-2ТИ на сепаратор со сбросом жидкости марки НГСВ-2-1,6-3400-2 объёмом 200 м³, производительностью: по жидкости до 560 м³/ч; по газу до 75300 м³/ч;
- замена газового сепаратора марки НГС-2-0,8-1200-2-ТИ, производительностью по газу до 23300 м³/ч (559,2 тыс. м³/сут), на сепаратор НГС-1-1,0-2000-2ТИ объёмом 25 м³, производительностью по газу до 70000 мм³/ч;
- установка второй КСУ марки НГС-2-1,0-2000-2-И объёмом 25 м³, производительностью: по жидкости до 430 м³/ч; по газу до 23300 м³/ч.

При этом рекомендуется параллельная работа двух отстойников объёмом по 200 м³. Частично дегазированная и обезвоженная нефтяная эмульсия после подогрева в печах

Optimization of use of existing (designed) equipment of facilities for oil and gas preparation

Authors

Olga A. Kalimeneva (Orenburg, Russia)

Ph.D., senior researcher of the department for gas and condensate processing
VolgoUralNIPigas

Elvira M. Mukhametova

Ph.D., head of the department for gas and condensate processing
VolgoUralNIPigas

Galina V. Kirillova

senior researcher of the department for gas and condensate processing
VolgoUralNIPigas

Galiya F. Murzakayeva

senior researcher of the department for gas and condensate processing
VolgoUralNIPigas

Abstract

In the given article is presented an algorithm for development of arrangements for expenses reduction and optimization on the basis of standard flow diagrams of oil and gas preparation. Variants of optimization on the basis of one of the oil preparation units are considered.

Materials and methods

In the program HYSYS are given calculations of the unit material balance, considering feed composition, actual and specified loads, process operational parameters of the units for oil and gas preparation. Suggestions and engineering solutions, aimed at reduction of expenses at the facilities for oil and gas preparation are proved by economic efficiency calculations and the best rational option is determined by the results.

Results

An algorithm for development arrangements aimed at expenses reduction and operation of equipment optimization in the case of the operating oil preparation unit. Options for optimization are considered. The most optimal is determined.

Conclusions

By means of integrated analysis of production expenses, correct estimation of reserves for expenses reduction, operational parameters of the oil and

gas preparation process, geographical location of an enterprise, potential production history of take the company would be able to reach its target and would not lose rivals.

Keywords

oil emulsion, capacity, a boosting pumping station, a unit for preliminary water and gas discharge, separator, salable oil

(в случае необходимости), будет поступать в третий, существующий отстойник, объемом 100 м³.

После реконструкции, предложенной на данном этапе работы, мощность установки УПН с учетом растущего газового фактора составит 6000 тыс. т/год по жидкости, соответственно, по товарной нефти 592 тыс. т/год.

3 вариант. Установка дополнительного оборудования для обеспечения максимальных плановых загрузок, демонтированного с других установок подготовки нефти и газа, находящихся на балансе владельца месторождения и прошедших процесс оптимизации в условиях низких загрузок с условием демонтажа типового оборудования.

Рекомендуется на УПН:

1. Установить сепаратор НГС-1-1,6-2400-2ТИ объемом 50 м³, в дополнение к действующим сепараторам 1 ступени.
2. Заменить газовый сепаратор ГС-1-1,6-800-2-ТИ объемом 0,8 м³ на сепаратор НГС-1-1,0-2400-2ТИ, объемом 50 м³, который использовать в качестве первого газового сепаратора (в замену НГС-2-0,8-1200-2-ТИ объемом 6,3 м³).
3. Использовать газовый сепаратор марки НГС-2-0,8-1200-2-ТИ объемом 6,3 м³ в качестве второго газового сепаратора в замену ГС-1-1,6-800-2-ТИ объемом 0,8 м³.

При работе по вышеуказанной схеме, по выполненным расчётам, установка обеспечит

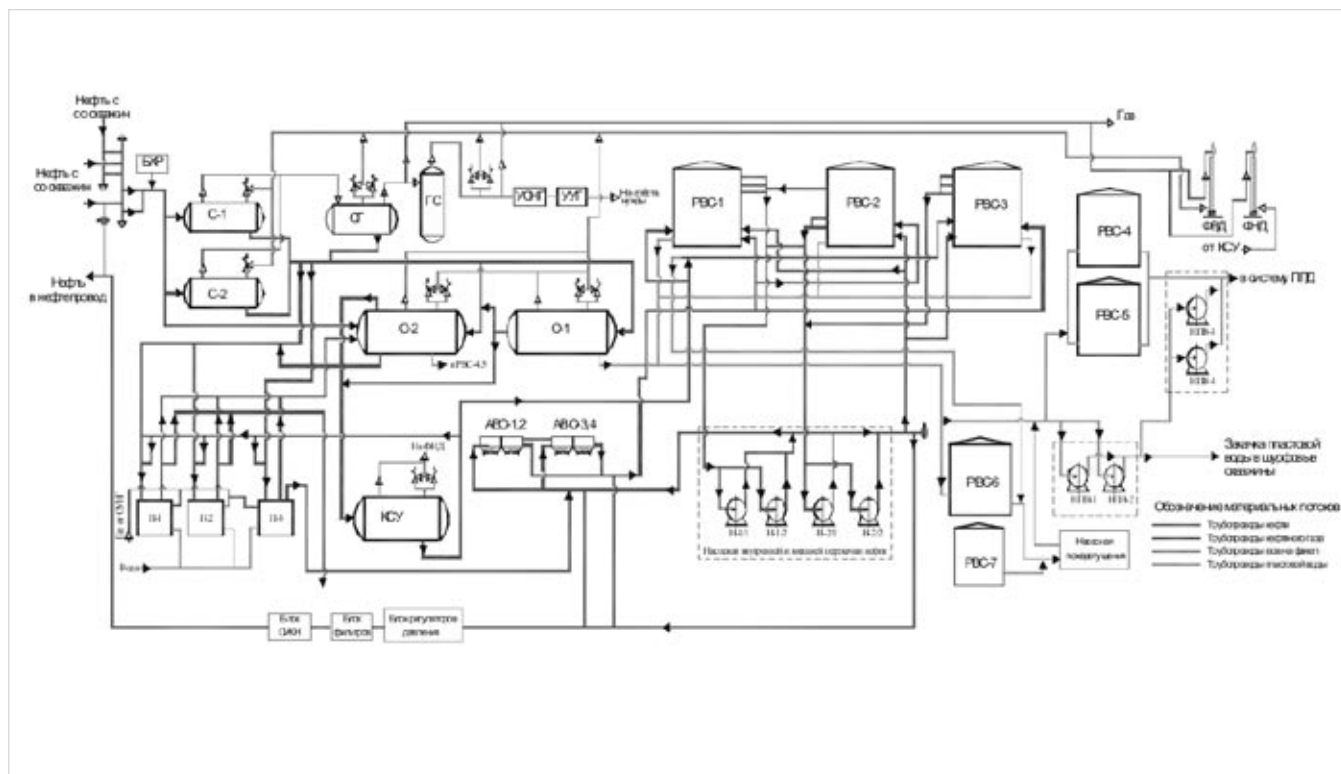


Рис. 1 — Принципиальная типовая схема установки подготовки нефти:

С-1,2 — сепараторы нефтегазовые 1 ступени,
 ГС, ГС — сепараторы газовые, О-1,2 — отстойники нефти,
 КСУ — конечная сепарационная установка, П-1,2,3 — путьевые подогреватели,
 РВС — 1÷3 — резервуары нефти, РВС-4÷5 — резервуары пластовой воды, РВС-6,7 — пожарные резервуары,
 АВО — аппараты воздушного охлаждения для охлаждения товарной нефти,
 Н-1/1,2 — насосы внутренней перекачки нефти,
 Н-2/1,2 — насосы внешней откачки нефти, НПВ 1÷4 — насосы пластовой воды,
 УОНГ — устройство осушки нефтяного газа,
 УУГ — узел учета газа.

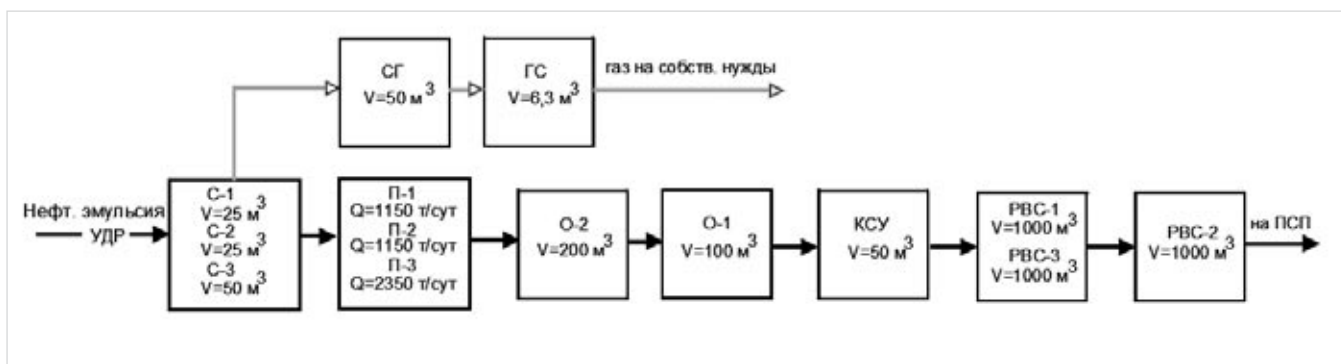


Рис. 2 — Принципиальная схема эксплуатации УПН после реконструкции (на схеме показаны только потоки нефтяной эмульсии и попутного нефтяного газа)

подготовку товарной нефти в соответствии предполагаемыми загрузками на перспективу.

Ввиду автономности месторождений перераспределение потоков нефтяной эмульсии с одного объекта подготовки на другой нецелесообразно.

Установлено, что учитывая планы по добыче нефти на перспективу и экономические затраты на реализацию разработанных мероприятий, наиболее рациональным является 3 вариант реконструкции установки.

Предлагается следующая принципиальная схема эксплуатации установки УПН (рис. 2).

Эксплуатационные затраты на УПН предлагается сократить путем снижения энергоёмкости оборудования.

Энергетическая эффективность насоса определяется как потребляемая входная мощность, необходимая для подачи заданного потока, за единицу времени. Чем выше расход прокачиваемой среды за единицу входной мощности приводного механизма, тем лучше энергосберегающие характеристики насоса.

Принято, что в работе находится один из насосов внешней откачки марки ЦНС 105–147 с потребляемой мощностью 132 кВт (второй насос находится в резер-

ве). Общее потребление электроэнергии насосами составляет ≈ 1220 МВт в год (с учетом ремонта насоса ЦНС 105–147 в течение 30 дней, в работе находится насос ЦНС 105–294 с потребляемой мощностью 250 кВт).

Учитывая, что максимальный расход перекачиваемой нефти не превышает 50 м³/ч, установлено, что для исключения перерасхода электроэнергии рекомендуется замена насосов марки ЦНС 105–294, ЦНС 105–147 на насосы марки ЦНС 60–198 с потребляемой мощностью 55 кВт.

Итоги

Комплексно анализируя затраты на производство, правильно определяя резервы их снижения, технологические параметры процесса подготовки нефти и газа, географическое местоположение предприятия, перспективу динамики добычи пластовой продукции предприятие сможет достичь своей цели и не проиграть конкурентам.

Выводы

Статья будет интересна производственникам, осуществляющим подготовку нефти и газа на предприятиях нефтяной и газовой промышленности.

References

1. Tanatarov M.A., Akhmetshina M.N. *Process Calculations of the Oil Processing Units.* - M.: Moscow, Chemistry, 1987. - 351 pages.
2. *Methodical recommendations for efficiency estimation of a capital spending project, approved by the Ministry of economy of the RF, the Ministry of finance of the RF, the National Committee for construction, architectural and housing policy of the RF, # VK 477 dated 21.06.1999.*

Список использованной литературы

1. Танатаров М.А., Ахметшина М.Н. Технологические Расчеты Установок Переработки Нефти.

— М.: Москва, Химия, 1987. — 351 С.

2. Методические Рекомендации По Оценке Эффективности Инвестиционного Проекта, Утвержденные Министерством Экономики РФ,

Министерством Финансов РФ, Государственным Комитетом РФ По Строительной, Архитектурной И Жилищной Политике, № Вк 477 От 21.06.1999

ВЫСТАВКА

17-19 октября 2012 г.

г. Самара

VI международная специализированная выставка

Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия

- ◆ Геология и геофизика нефти и газа
- ◆ Бурение скважин. Разведка и добыча нефти и газа
- ◆ Транспортировка и хранение нефти и газа
- ◆ Переработка нефти и газа. Нефтехимия
- ◆ Химические технологии
- ◆ Экологическая, промышленная и пожарная безопасность
- ◆ Автоматизация и КИП

 **ЭКСПО-ВОЛГА**
организатор выставок с 1986 г.

г. Самара, ул. Мичурина, 23А
тел.: (846) 207-11-40

oil@expo-volga.ru
www.gasoil-expo.ru