

Динамическое моделирование процесса низкотемпературной сепарации с целью определения пропускной способности установки

Ибрагимова А.Т., Мезенцева Т.А.

«Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
at_ibragimova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассматривается динамическое моделирование блока низкотемпературной сепарации установки комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГК) в ПО HYSYS. Целью исследования является оптимизация режима работы установки низкотемпературной сепарации (НТС). В программном обеспечении создана имитационная динамическая модель процесса НТС. Проведено моделирование аппаратов в режиме реального времени, исследованы зависимости пропускной способности каждого элемента при заданном технологическом режиме. В результате определен потенциал увеличения производительности исследуемой установки на 17 % от фактического режима работы.

Материалы и методы

В качестве материалов использована промысловая информация, метод: динамическое моделирование.

Ключевые слова

динамическое моделирование, добыча газа, подготовка газа, низкотемпературная сепарация, трехфазный сепаратор, дросселирование, газовый конденсат, прогнозирование

Для цитирования

Ибрагимова А.Т., Мезенцева Т.А. Динамическое моделирование процесса низкотемпературной сепарации с целью определения пропускной способности установки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 94–98. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-94-98

Поступила в редакцию: 17.11.2023

OIL REFINING

UDC 665.62, 66.011 | Original Paper

Dynamic simulation of the low-temperature separation process in order to determine the capacity of the plant

Ibragimova A.T., Mezentseva T.A.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
at_ibragimova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article deals with the dynamic modeling of the low-temperature separation unit of the integrated gas and condensate treatment plant in HYSYS software. The aim of the study is to optimize the operating mode of the low-temperature separation unit (LTS). A simulation dynamic model of the LTS process has been created in the software. Real-time modeling of the devices was carried out, the dependencies of the throughput of each element under a given technological mode were investigated. As a result, the potential of increasing the productivity of the investigated installation by 17 % of the actual operating mode was determined.

Materials and methods

The materials used are field information, method: dynamic modeling.

Keywords

dynamic modeling, gas extraction, gas treatment, low-temperature separation, three-phase separator, choke, gas condensate, forecasting

For citation

Ibragimova A.T., Mezentseva T.A. Dynamic simulation of the low-temperature separation process in order to determine the capacity of the plant. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 94–98. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-94-98

Received: 17.11.2023

Введение

Динамический режим работы в Aspen HYSYS — одна из эффективных функций, которая позволяет инженерам и проектировщикам процессов подготовки углеводородной продукции анализировать и оценивать режимы работы технологических установок с течением времени. Модель позволяет определять ключевые переменные анализируемого процесса (температура, давление, расход сырья и др.), которые изменяются за рассматриваемый период в ответ на изменение тех или иных рабочих условий.

Динамическое моделирование процессов подготовки продукции необходимо для анализа и оптимизации работы установок подготовки газа и конденсата (УКПГ, УКПГК), а также для прогнозирования их производительности и эффективности при изменении режима работы.

Динамическое моделирование вызывает повышенный интерес исследователей при анализе работы площадочных объектов подготовки и переработки нефти и газа [1-4]. Модель позволяет учитывать изменения параметров процесса, такие как состав газа,

температура и давление, что способствует более точному прогнозу результатов работы установки.

Определение и последующий анализ динамической модели УКПГ и УКПГК актуальны по следующим причинам:

- планирование производительности;
- метод позволяет оценить потенциальную производственную мощность установки при условии оптимального использования ресурсов и оборудования;
- выявление узких мест, ограничивающих производство;

- поиск областей, где ключевые показатели рабочего режима установки отклоняются от ожидаемого или регламентного уровня;
- размер оборудования;
- по результатам оценки можно определить соответствующий размер аппаратов для работы с ожидаемыми объемами производства, предотвращая неполную загрузку и перегрузку оборудования [5];
- принятие инвестиционных решений.

Оценка пропускной способности установки позволит принимать инвестиционные решения, связанные с реконструкцией установки, развитием инфраструктуры или модернизацией оборудования.

В последнее время в различных областях газо- и нефтепереработки активно исследуются подходы для корректного решения подобных рода задач [6–9].

В статье исследуется максимальная пропускная способность установки низкотемпературной сепарации (НТС) методом динамического моделирования в программном обеспечении (ПО) HYSYS.

Разработка динамической модели блока НТС

Сырой газ — природный газ, отличающийся повышенным содержанием (более 15 % об.) тяжелых углеводородов (C_{3+}). К сырым газом относят попутные газы нефтяных и газоконденсатных залежей. В промышленных условиях к этой группе также относят газы, содержащие тяжелые высокомолекулярные жидкие и твердые углеводороды высококипящих фракций и пары воды. Присутствие жидкости в трубопроводах природного газа снижает теплопроводную способность смеси и пропускную способность при транспортировке, а также увеличивает эксплуатационные расходы [10–11]. Понижение точки росы природного газа необходимо для получения продукции товарного качества. Среди традиционных методов подготовки продукции низкотемпературные процессы являются единственным методом, который может одновременно снижать как температуру точки росы по воде, так и по углеводородам [12–13].

НТС представляет собой процесс разделения различных компонентов смеси при температуре ниже точки кипения жидкости. Функция НТС заключается в извлечении газового конденсата из природного газа. Отделение компонентов с более низкой температурой кипения от смеси осуществляется за счет охлаждения потока до температуры ниже их точки кипения, вызывая конденсацию в жидкую фазу для упрощения последующего сепарирования.

Основным аппаратом установки НТС является трехфазный сепаратор, разделяющий поток на три фазы (газ, легкая жидкость — нефть или конденсат, и тяжелая жидкость — вода). На данном этапе удаляется необходимое количество легких и тяжелых компонентов для получения товарного газа с точкой росы, соответствующей требованиям отраслевого стандарта (ОСТ) [14].

Для динамического моделирования трехфазного сепаратора в ПО HYSYS необходимо задать геометрические размеры аппарата: диаметр, высоту, длину и объем, а также размеры перегородки. Схематичное отображение трехфазного НТС с арматурой контрольно-измерительных приборов (КИП) представлено на рисунке 1.

Единственный эффективный способ контролировать разделение газа, конденсата и воды в трехфазном сепараторе — это измерять уровень фаз. Знание положения и толщины слоя жидкой/водной эмульсии позволяет эффективно управлять процессами разделения фаз в трехфазном сепараторе в режиме динамики.

Для определения максимальной пропускной способности установки в ПО HYSYS создана модель блока НТС (рис. 2).

Газожидкостный поток с давлением 90 кгс/см² и температурой минус 12 °С поступает в блок НТС, состоящий из дросселя, вертикального сепаратора С3А1 и горизонтального трехфазного разделителя С3В1. Компонентный состав сырья потока представлен в таблице 1.

На дросселе происходит снижение давления и, соответственно, температуры,

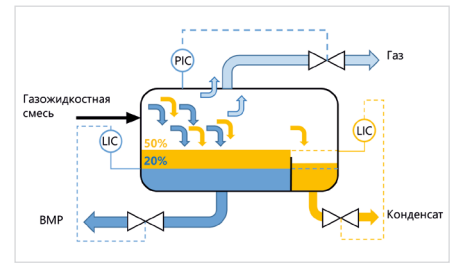


Рис. 1. Трехфазный сепаратор
Fig. 1. Three-phase separator

Табл. 1. Компонентный состав сырьевого потока
Tab. 1. The component composition of the raw material flow

Компонент	% мольн.
CO ₂	0,33
N ₂	0,34
Метан	93,83
Этан	3,11
Пропан	0,45
и-бутан	0,38
н-бутан	0,17
Метанол	0,02
H ₂ O	0,22
C ₅₊	1,15

вследствие чего конденсируется капельная жидкость. В сепараторах С3А1-С3В1 происходит улавливание сконденсированной капельной жидкости и отделение углеводородной составляющей отсепарированной жидкости от водометанольного раствора (ВМР).

Подготовленный товарный газ из С3А1-С3В1 поступает на узел учета газа (КУУГ). Углеводородный газоконденсат (ГК) из С3А1-С3В1, отделенный от ВМР,

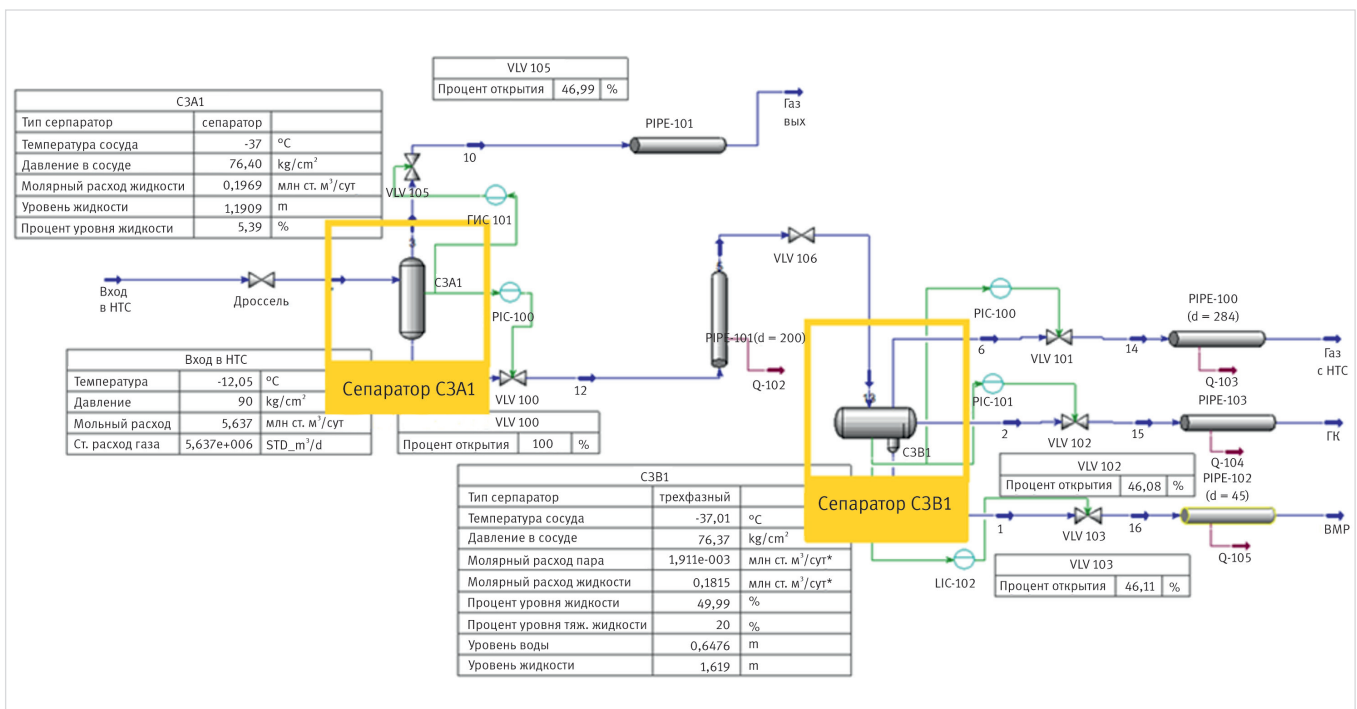


Рис. 2. Блок НТС в ПО HYSYS
Fig. 2. LTS unit in HYSYS

направляется на установку стабилизации конденсата (УСК). ВМР направляется на площадку буровых емкостей метанола.

Рассмотрим подробнее блок НТС с точки зрения технологического оснащения. Установка состоит из вертикального сепаратора СЗА1 объемом 15,5 м³. Аппарат управляется

двумя контурами PI-контроллера. В первом контуре LIC-100 уровень жидкости поддерживается путем управления выходным клапаном жидкости VLV-100. Вторым контуром PIC-101 регулирует давление внутри двухфазного сепаратора, ограничивая количество выпускаемого газа клапаном VLV-105.

Процесс НТС в трехфазном сепараторе СЗВ1 объемом 40 м³ включает в себя три контура PI-контроллера. Контроллер LIC-101 поддерживает высоту границы раздела ГК/ВМР, управляя клапаном сброса ВМР VLV-103, в то время как уровень ГК контролируется с помощью второго PI-контроллера LIC-101 через клапан слива ГК VLV-102.

Давление в сосуде поддерживается постоянным с помощью третьего контура PIC-100 клапаном VLV-101.

Схема детализирована основными подводящими и отводящими штуцерами аппаратов и трубопроводами с учетом их геометрических размеров для более точного представления поведения процесса во времени.

Результаты моделирования блока НТС

С целью поиска решений по оптимизации режима установки НТС модель рассчитывалась в динамическом режиме при различных сценариях для определения максимальной пропускной способности.

Состав на входе принят единым для всех вариантов расчетом. Пластовый флюид, поступающий на вход установки с давлением 9,0 МПа и температурой минус 12 °С следует в блок НТС на дроссель.

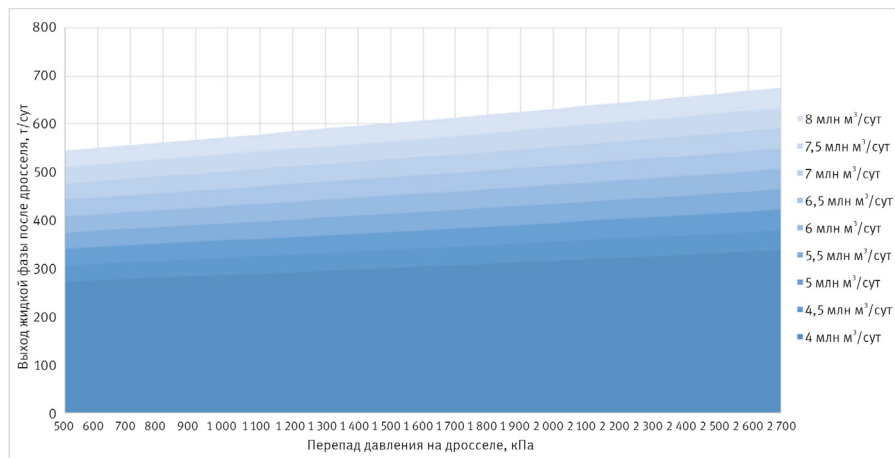


Рис. 3. Зависимость выделения жидкой фазы от перепада давления на дросселе
Fig. 3. Dependence of the liquid phase release on the pressure drop at the choker

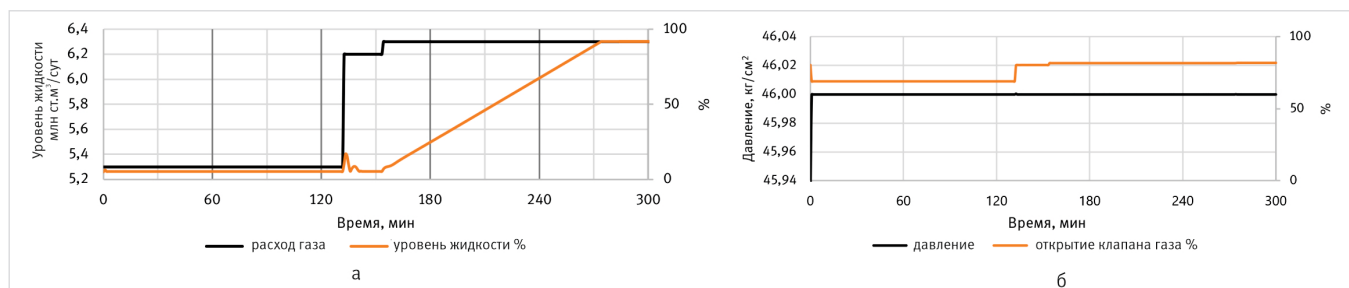


Рис. 4. Режим работы сепаратора СЗА1: а – уровень жидкости; б – давление
Fig. 4. Operating mode of the separator СЗА1: а – liquid level; б – pressure

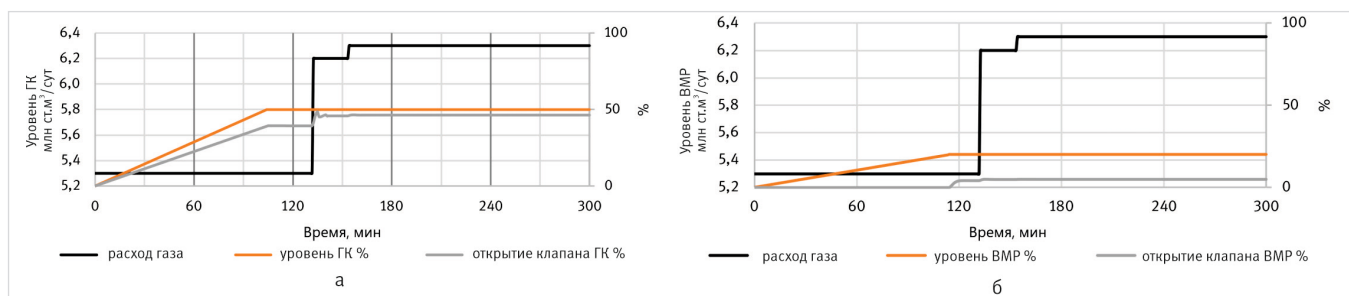


Рис. 5. Режим работы сепаратора СЗВ1: а – уровень газового конденсата, открытие клапана ГК; б – уровень водометанольного раствора, открытие клапана ВМР
Fig. 5. Operating mode of the separator СЗВ1: а – gas condensate level, valve opening; б – water-methanol solution level, valve opening

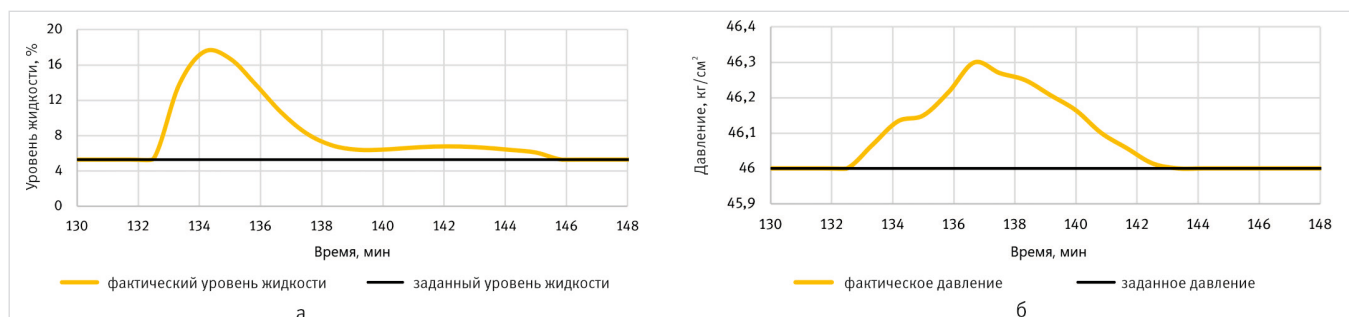


Рис. 6. Параметры процесса сепаратора СЗА1 при изменении нагрузки: а – уровень жидкости; б – давление
Fig. 6. Process parameters of the separator СЗА1 when the load changes: а – liquid level; б – pressure

Пропускная способность вертикального сепаратора СЗА1 типа сухого дна зависит от жидкой фазы, поступающей в газожидкостном потоке от дросселирующего устройства. Для определения зависимости выделения жидкой фазы от изменения давления на дросселе выполнены многовариантные расчеты, результаты представлены на рисунке 3.

Ввиду ограничения по минимальному давлению на выходе установки перепад давления на дросселирующем устройстве принят 1 500 кПа.

По первому сценарию модель настроена на фактический режим работы, при котором все участвующие в процессе регуляторы работают номинально при нагрузке схемы 5,3 млн ст.м³/сут (из них 398,7 т/сут — жидкая фаза). Далее нагрузка увеличивалась линейно и анализировалась работа аппаратов, регуляторов, соблюдение термобарических режимов.

За период до 131,7 минуты модель настраивалась на рабочий фактический режим при достижении уровня жидкости в вертикальном сепараторе СЗА1 не более 6%, в горизонтальном трехфазном сепараторе СЗВ1 на уровне 50%, ВМР на уровне 20%. Перегородка в сепараторе СЗВ1 определена высотой 1,5 м, поэтому для эффективной и непрерывной сепарации уровень ВМР поддерживается на уровне 0,3–0,6 м, легкий конденсат на уровне 1,6 м, что соответствует наибольшей площади поверхности сепарации.

Далее после 132,5 минуты нагрузка была увеличена до 6,2 млн ст. м³/сут (из них 466,4 т/сут — жидкая фаза), после 154,2 мин. до 6,3 млн ст. м³/сут (из них 474,0 т/сут — жидкая фаза). На рисунках 4а,б, 5а,б показано изменение, влияющее на поддержание заданных показателей режима работы сепараторов СЗА1-СЗВ1 — уровень жидкости и поддерживаемое давление в аппарате. В соответствии с увеличением входного молярного потока линейно увеличивается нагрузка на клапаны, что заставляет контуры больше их открывать.

Увеличение расхода входящего потока до 6,2 млн ст. м³/сут привело к кратковременному увеличению объема жидкости и давления в сепараторе СЗА1, как отображено на рисунке 4. Два контура управления PI двухфазного сепаратора включились для выхода на целевой режим путем регулирования выходов жидкости и газа. Системе управления сепаратором потребовалось приблизительно 12 минут, чтобы полностью устранить это нарушение в рабочей точке.

На рисунке 6 показана разница между динамикой двух фаз сепаратора. Из графиков видно, что динамика газовой фазы быстрее жидкой, т.е. давление изменяется быстрее и незначительнее, чем объем жидкости.

Аналогично ведут себя контуры управления трехфазного сепаратора СЗВ1, изменение которых представлено на рисунке 7а, б, в. Сбои в технологических параметрах сепаратора не оказали большого влияния на протекающий процесс, поскольку три контура управления PI устранили отклонения. Здесь динамика легкой жидкой фазы (ГК) быстрее тяжелой фазы (ВМР). Возмущения минимальны, на их устранение системе управления сепаратором потребовалось около 7,5 минуты.

Основным узким местом установки, ограничивающим пропускную способность, являются малые габариты вертикального сепаратора СЗА1 при условии, что разделитель является сепаратором сухого типа дна. Следовательно, значительное накопление жидкости в аппарате недопустимо для нормальной работы

установки. Потому открытие клапана VLV-100 на трубопроводе конденсата принималось 100% — жидкость без накопления мгновенно покидает сепаратор.

Как видно из рис. 4, клапан не справляется с отводом жидкости при максимальном входном расходе более 6,2 млн ст. м³/сут (из них 466,4 т/сут — жидкая фаза). Происходит значительное накопление жидкой фазы, что приводит к ухудшению качества сепарации газа от жидкой фазы, и режим работы установки находится на критическом уровне. Следовательно, при соблюдении условий обеспечения нормальной работы установки НТС и поддержания высокого качества подготовки газа, соответствующего товарным требованиям, максимальная нагрузка установки соответствует 6,2 млн ст.м³/сут. Таким образом, установка имеет потенциал увеличения мощности на 0,9 млн ст.м³/сут, или 17% от фактического режима работы.

Итоги

Результаты динамического моделирования позволили отследить поведение системы во времени с учетом изменений режима и определить максимальную пропускную способность установки. Выявлено узкое место установки — сепаратор СЗА1 с трубопроводом подключения к трехфазному сепаратору СЗВ1. При условии сепаратора

типа сухого дна система не справляется с нагрузкой свыше 6,2 млн м³/сут (из них 466,4 т/сут — жидкая фаза) по причине того, что жидкость не успевает полностью извлекаться из сепаратора. Установка имеет потенциал увеличения мощности только до 17% по сравнению с фактической.

Выводы

Авторами статьи создана цифровая динамическая модель блока НТС установки УКПГК В ПО HYSYS. Имитационная модель состояла из дросселирующего устройства, двухфазного вертикального сепаратора СЗА1 и трехфазного низкотемпературного сепаратора СЗВ1. Процессы разделения фаз контролировались контурами управления PI для поддержания ключевых показателей режима на заданном в соответствии с регламентом значении. Построение динамической модели и анализ ее работы возможно реализовать для установок подготовки и переработки нефти и газа. Возможность моделировать изменения в реальном времени и оценивать их влияние на рабочий процесс, с учетом заданных переменных и ограничений, позволяет проводить анализ производительности системы процессов подготовки продукции при различных сценариях. Это позволяет оптимизировать распределение ресурсов, выявлять узкие места и повышать общую эффективность установки.

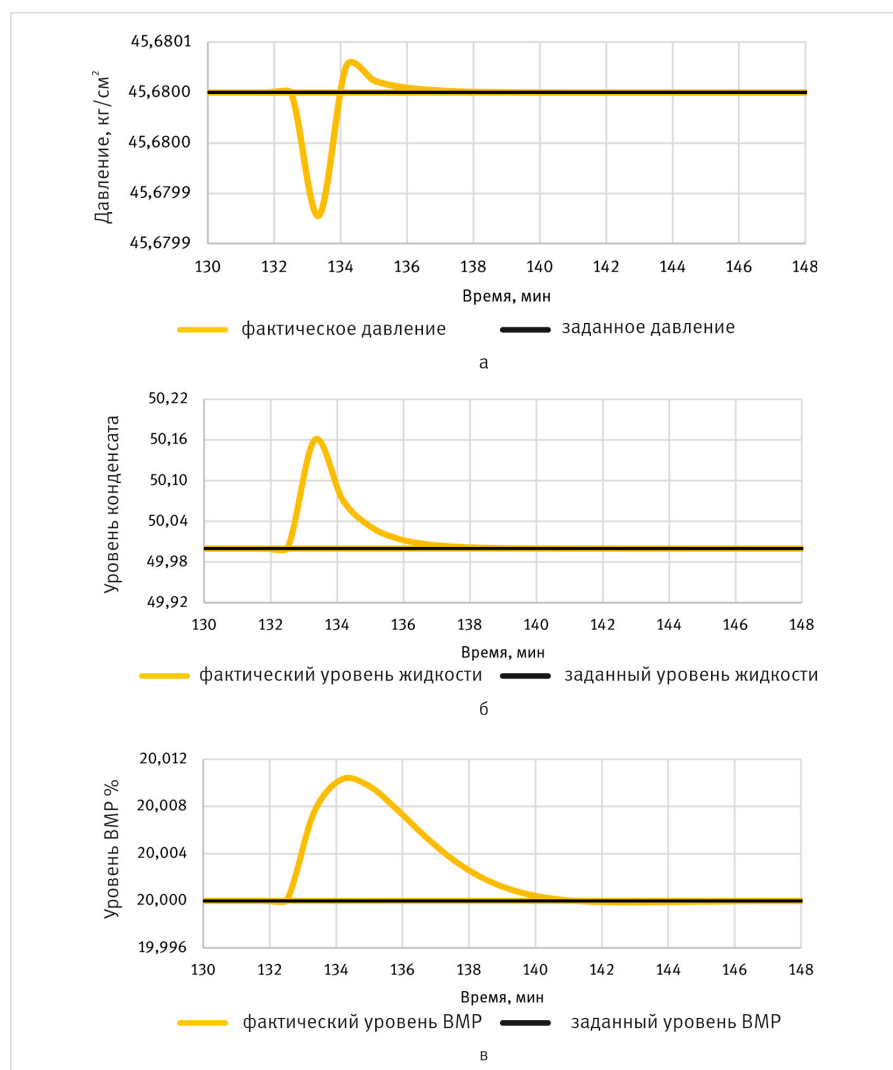


Рис. 7. Параметры процесса сепаратора СЗВ1 при изменении нагрузки: а — давление; б — уровень газового конденсата; в — уровень водометанольного раствора
Fig. 7. Process parameters of the separator СЗВ1 when the load changes: а — pressure; б — gas condensate level; в — water-methanol solution level

Литература

1. Sotelo C., Favela-Contreras A., Ramirez-Mendoza R.A., Beltran-Carbajal F., Cruz E., Sotelo D. Rigorous dynamic simulation of a dehydration and desalting crude oil unit using aspen HYSYS®. International journal of simulation modelling, 2021, Vol. 20, issue 2, P. 231–242. (In Eng).
2. Писарев М.О., Долганов И.М., Сизова Е.Н. Повышение эффективности работы аппаратов технологической установки низкотемпературной сепарации газа с применением имитационной динамической модели // Проблемы геологии и освоения недр. 2016. № 2. С. 539–540.
3. Bunaev A., Dolganov I.M., Dolganova I.O., Vladescu A. Mathematical simulation of low-temperature gas separation. Petroleum and coal, 2017, Vol. 59, issue 2, P. 210–219. (In Eng).
4. Dolganova I., Dolganov I., Ivashkina E., Vladescu A. Low-temperature separation of gas: Simulation of dynamic conditions. Petroleum science and technology, 2017, Vol 35, issue 12, P. 1263–1269. (In Eng).
5. Sayada A.F., Taylor J.H. Modeling and control of three-phase gravity separators in oil production facilities. American control conference, 2007, issue 2, P. 4847–4853. (In Eng).
6. Elyas R. Chemical engineering process simulation (second Edition). Dynamic simulation for process control with Aspen HYSYS. Elsevier, 2023, P. 309–341. (In Eng).
7. Bishoy M., Ibragim H., Hisham R. Dynamic modelling and simulation of a three-phase gravity separator. Journal of Karary University for Engineering and Science, 2022, Vol. 20, issue 2, P. 1–19. (In Eng).
8. Ильичев В.Ю., Савин В.Ю. Динамическое моделирование системы антипожамного регулирования центробежного компрессора // Компрессорная техника и пневматика. 2020. № 2. С. 34–38.
9. Ling Ling B Phase equilibrium calculation of multi-component gas separation of supersonic separator. Science China technological sciences, 2010, Vol. 53, issue 2, P. 435–443. (In Eng).
10. Вержичинская С.В. Химия и технология нефти и газа. М.: ФОРУМ, ИНФРА-М, 2007. 400 с.
11. Скобло А.И., Молоканов Ю.К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 725 с.
12. Иванов С.С., Тарасов М.Ю., Зобнин А.А. Подбор оптимальных режимов работы установок комплексной подготовки газа // Газовая промышленность. 2014. № 2. С. 100–103.
13. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: Недра, 1999. 596 с.
14. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. СТО Газпром 089-2010. М.: ОАО «ГАЗПРОМ». URL: <https://ugs.gazprom.ru/d/story/1b/283/sto-gazprom-089-2010.pdf?ysclid=lp11f8uj6y627549258> (дата обращения: 15.11.2023).

ENGLISH

Results

The results of dynamic modeling made it possible to track the behavior of the system over time, taking into account changes in the mode and determine the maximum throughput of the installation. A bottleneck of the installation was revealed – the C3A1 separator with a pipeline connecting to the three-phase C3B1 separator. Under the condition of a dry bottom separator, the system cannot cope with a load of more than 6.2 million m³/day (of which 466,4 t/day is the liquid phase) due to the fact that the liquid does not have time to be completely extracted from the separator. The installation has the potential to increase power only up to 17% compared to the actual one.

Conclusions

The authors of the article have created a digital dynamic model of the LTS in HYSYS software. The simulation model consisted of a throttling device,

a two-phase vertical separator C3A1 and a three-phase low-temperature separator C3B1. The phase separation processes were controlled by the PI control circuits to maintain the key parameters of the mode at a value set in accordance with the regulations.

It is possible to build a dynamic model and analyze its operation for oil and gas treatment and refining plants. The ability to simulate changes in real time and assess their impact on the workflow, taking into account specified variables and constraints, allows you to analyze the performance of the product preparation process system under various scenarios. This allows you to optimize the allocation of resources, identify bottlenecks and improve the overall efficiency of the installation.

References

1. Sotelo C., Favela-Contreras A., Ramirez-Mendoza R.A., Beltran-Carbajal F., Cruz E., Sotelo D. Rigorous dynamic simulation of a dehydration and desalting crude oil unit using aspen HYSYS®. International journal of simulation modelling, 2021, Vol. 20, issue 2, P. 231–242. (In Eng).
2. Pisarev M.O., Dolganov I.M., Sizova E.N. Improving the efficiency of the devices of the technological installation of low-temperature gas separation using a dynamic simulation model. Problems of geology and subsurface development, 2016, issue 2, P. 210–219. (In Russ).
3. Bunaev A., Dolganov I.M., Dolganova I.O., Vladescu A. Mathematical simulation of low-temperature gas separation. Petroleum and coal, 2017, Vol. 59, issue 2, P. 210–219. (In Eng).
4. Dolganova I., Dolganov I., Ivashkina E., Vladescu A. Low-temperature separation of gas: Simulation of dynamic conditions. Petroleum science and technology, 2017, Vol 35, issue 12, P. 1263–1269. (In Eng).
5. Sayada A.F., Taylor J.H. Modeling and control of three-phase gravity separators in oil production facilities. American control conference, 2007, issue 2, P. 4847–4853. (In Eng).
6. Elyas R. Chemical engineering process simulation (second Edition). Dynamic simulation for process control with Aspen HYSYS. Elsevier, 2023, P. 309–341. (In Eng).
7. Bishoy M., Ibragim H., Hisham R. Dynamic modelling and simulation of a three-phase gravity separator. Journal of Karary University for Engineering and Science, 2022, Vol. 20, issue 2, P. 1–19. (In Eng).
8. Illichev V.Yu., Savin V.Yu. Dynamic simulation centrifugal compressor anti-surge control system. Compressor technology and pneumatics, 2020, issue 2, P. 34–38. (In Russ).
9. Ling Ling B Phase equilibrium calculation of multi-component gas separation of supersonic separator. Science China technological sciences, 2010, Vol. 53, issue 2, P. 435–443. (In Eng).
10. Verzhichinskaya S.V. Chemistry and technology of oil and gas. Moscow: FORUM: Infra-M, 2007, 400 p. (In Russ).
11. Skoblo A.I., Molokanov Yu.K. Processes and apparatuses of oil and gas processing and petrochemistry. Moscow: Gubkin University, 2012, 725 p. (In Russ).
12. Ivanov S.S., Tarasov M.Yu., Zobnin A.A. Selection of optimal operating modes of integrated gas treatment plants. Gas Industry Journal, 2014, issue 2, P. 100–103. (In Russ).
13. Bekirov T.M., Lanchakov G.A. Gas and condensate treatment technology. М.: Nedra, 1999, 596 p. (In Russ).
14. Natural combustible gas supplied and transported via main gas pipelines. Technical conditions. STO Gazprom 089-2010. Moscow: GAZPROM OJSC URL: <https://ugs.gazprom.ru/d/story/1b/283/sto-gazprom-089-2010.pdf?ysclid=lp11f8uj6y627549258> (accessed 15 November 2023). (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ибрагимова Анастасия Тимуровна, специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: at_ibragimova@tnnc.rosneft.ru

Ibragimova Anastasiya Timurovna, specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: at_ibragimova@tnnc.rosneft.ru

Мезенцева Татьяна Андриановна, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Mezentseva Tatyana Andrianovna, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia