

А. А. Бронникова (инж. ¹, магистрант ²) ^{1,2}, А. В. Курочкин (к.х.н., зам. ген. дир.) ¹,
А. С. Борисова (рук. гр.) ¹, С. Р. Хафизова (к.х.н., доц.) ²

ОПТИМИЗАЦИЯ СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТЯЖЕЛЫХ КОМПОНЕНТОВ ИЗ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ

¹ ООО Научно-исследовательский и проектный институт «ПЕГАЗ»,
комплексного отдела департамента инжиниринга и комплексного проектирования
450077, г. Уфа, ул. Пл. Верхнеторговая, 6; e-mail: 01kav@pegaz.ru

² Уфимский государственный нефтяной технический университет,
кафедра «Газохимия и моделирование химико-технологических процессов»
450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1; e-mail: bronnikova_a.a@mail.ru

A. A. Bronnikova ^{1,2}, A. V. Kurochkin ¹, A. S. Borisova ¹, S. R. Khafizova ²

OPTIMIZATION OF THE DEGREE OF RECOVERY OF HEAVY COMPONENTS FROM ASSOCIATED PETROLEUM GAS DURING FIELD TREATMENT

¹ R&D Institute «PEGAZ» LLC

6, Verkhnetorgovaya Ploshchad Str., 450077, Ufa, Russia; e-mail: 01kav@pegaz.ru

² Ufa State Petroleum Technological University

1, Kosmonavtov Str., 450064, Ufa, Russia; e-mail: bronnikova_a.a@mail.ru

Рассмотрены разработанные в ООО НИПИ «ПЕГАЗ» технические решения по блоку отбензинивания попутного нефтяного газа (ПНГ) для его предварительной промысловой подготовки. Для решения задач обеспечения стабильной работы маслозаполненного компрессора и беспробковой транспортировки ПНГ на переработку, снижения потерь нефти за счет возврата легких фракций нефти на установку комплексной подготовки нефти (УКПН), предотвращения при этом накопления пропана и изобутана в цикле УКПН ↔ блок отбензинивания (углеводородный конденсат) был определен оптимальный диапазон извлечения тяжелых компонентов из попутного нефтяного газа, поступающего с УКПН на блок отбензинивания ПНГ. Обсуждается вариант аппаратурно-технологического оформления процесса с предварительным охлаждением, доохлаждением с помощью холодильной машины и стабилизацией конденсата в колонне, который обеспечивает выполнение задачи извлечения легких фракций из ПНГ с наибольшей эффективностью: минимальным набором оборудования и наименьшими энергозатратами. Предусмотрено использование имеющихся на площадке возможностей предварительного охлаждения оборотной водой для снижения мощности холодильного оборудования. Для выбранного варианта аппаратурного оформления проведена оптимизация технологических параметров: температура куба и нагрузка

This article discusses the technical solutions for the associated petroleum gas (APG) topping unit, developed at R&D Institute «PEGAZ» LLC, which are proposed to be used for preliminary field preparation of APG. The following tasks were set: ensuring stable operation of the oil-filled compressor and plug-free transportation of APG for processing, reducing oil losses by returning light oil fractions to the complex oil treatment plant (COTP), while preventing the accumulation of propane and isobutane in the COTP ↔ cycle unit toppings (hydrocarbon condensate). To achieve the stated goals, the optimal range for the extraction of heavy components from associated petroleum gas supplied from the COTP to the APG topping unit was determined. This article discusses a variant of the hardware and technological design of the process, with pre-cooling, after-cooling with the help of a refrigeration machine and stabilization of the condensate in the column, which ensures the task of extracting light fractions from APG with the highest efficiency: a minimum set of equipment and the lowest energy costs. It also provides for the use of on-site pre-cooling with recycled water to reduce the capacity of the refrigeration equipment. For the selected instrumentation option, the optimization of technological parameters was carried out: the bottom temperature and the load of the heat exchange section, and the conditions were selected to ensure the

Дата поступления 10.03.23

теплообменной секции, и подобраны условия, обеспечивающие требуемую степень отбензинивания ПНГ с минимальными энергозатратами и исключающие образование газовых гидратов. Численный эксперимент был выполнен в симуляторе технологических процессов *Aspen Hysys*. При расчетах было использовано уравнение состояния Пенга-Робинсона. Показано, что дополнительная стабилизация углеводородного конденсата, образующегося при охлаждении ПНГ, позволяет в три раза уменьшить количество пропана и изобутана, содержащегося в нем, что позволяет избежать накопления указанных углеводородов в цикле УКПН \Leftrightarrow блок отбензинивания (стабилизированный углеводородный конденсат). Предложенные технические решения позволяют вернуть в нефть все углеводороды C_6 и около 94% углеводородов C_5 . Результаты данной работы рекомендуются для использования при проектировании установок предварительной промысловой подготовки попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: Aspen Hysys; газовый конденсат; извлечение C_{5+} ; моделирование; отбензинивание газа; попутный нефтяной газ; промысловая подготовка; стабилизация.

Предварительная подготовка попутного нефтяного газа (ПНГ) последних ступеней сепарации, в котором содержится большое количество тяжелых углеводородов, требуется для обеспечения стабильной работы маслозаполненного компрессора и обеспечения беспробкового режима его последующей транспортировки на газоперерабатывающий завод для переработки.

Известно, что присутствие в ПНГ углеводородов C_{5+} может препятствовать стабильной работе компрессоров из-за поглощения тяжелых компонентов компрессорным маслом, вследствие чего масло разжижается и теряет свою вязкость¹.

Также при транспортировке сжатого ПНГ к месту переработки может происходить выпадение конденсата, а также возникновение пробок в местах естественного понижения рельефа. Пробковый режим течения перекачиваемой среды вызывает вибрацию трубопроводов, износ трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры и может привести к аварии.

Сущность предварительной промысловой подготовки ПНГ, требующейся для его безопасного компримирования и транспортировки заключается в отбензинивании ПНГ – максимальном выделении углеводородов C_{5+} (легких фракций нефти) и снижении точки росы по углеводородам. При этом обеспечивается также снижение потерь нефти за счет возврата легких фракций нефти на стадию ее подготовки. При возврате легких фракций нефти требуется предотвратить накопление пропана и изобутана в контуре циркуляции УКПН (ПНГ) \Leftrightarrow блок отбензинивания (углеводородный конденсат).

required degree of APG topping with minimal energy consumption, as well as guaranteeing the absence of conditions for the formation of gas hydrates. The numerical experiment was performed in the *Aspen Hysys* process simulator. In the calculations, the Peng-Robinson equation of state was used. It has been shown that additional stabilization of hydrocarbon condensate formed during APG cooling makes it possible to reduce the amount of propane and isobutane contained in it by a factor of 3. This makes it possible to avoid the accumulation of these hydrocarbons in the COTP \Leftrightarrow cycle topping unit (stabilized hydrocarbon condensate). At the same time, the proposed technical solutions make it possible to return almost all C_6 hydrocarbons and about 94% of C_5 hydrocarbons to oil. The results of this work are recommended for use in the design of installations for the preliminary field treatment of associated petroleum gas.

Key words: Aspen Hysys; associated petroleum gas; C_{5+} recovery; field treatment; gas condensate; gas topping; modeling; stabilization.

Предварительная промысловая подготовка газа должна осуществляться без дополнительного компримирования и при таких температурах, при которых отсутствует гидратообразование, чтобы избежать увеличения капиталоёмкости оборудования и использования ингибитора гидратообразования.

К технологии промысловой подготовки предъявляются следующие требования: простота, минимальные капитальные затраты и металлоёмкость, минимальные затраты на обслуживание, высокая надёжность и энергоэффективность.

Традиционные схемы отбензинивания ПНГ являются металлоёмкими и капиталозатратными². Например, при подготовке газа наиболее часто применяется технологию низкотемпературной сепарации (НТС) – промышленную обработку попутного нефтяного газа для извлечения из него газового конденсата и удаления влаги^{3,4}. Однако данная технология в используемом варианте требует высоких давлений и ингибиторов гидратообразования⁵, а ее основное предназначение – извлечение углеводородов C_{3+} – является капиталозатратным и не всегда нужно для решения поставленных выше задач, так как для обеспечения стабильной работы компрессоров и безопасной транспортировки не требуется удаление пропана и бутанов. Также стоит отметить, что выделение пропан-бутановой фракции (ПБФ) на промысле нецелесообразно, так как ее нельзя вернуть в нефть на УКПН (из-за высокого давления насыщенных паров) и реализовать ПБФ как товарный продукт также нет возможности из-за его небольшого количества и несоответствия требованиям нормативной продукции по качеству.

Принципиальная схема НТС представлена на рис. 1.

В данной работе рассмотрена технология предварительной промышленной подготовки ПНГ (отбензинивания), разработанная в ООО НИПИ «ПЕ-ГАЗ», при таких температуре и давлении, которые исключают возможность гидратообразования. Поэтому не требуется осушка ПНГ или ввод ингибитора, что значительно снижает капитальные затраты.

Предварительная подготовка ПНГ позволяет решить задачи снижения риска выпадения конденсата при транспортировке, избежать разжижения компрессорного масла, вернуть углеводороды C_{5+} «в голову» процесса комплексной подготовки нефти и тем самым снизить потери. Однако при большом газовом факторе возникает опасность образования рецикла газа и накопления в рецикле легких углеводородов, прежде всего изобутана и пропана. При возвращении нестабильного газового конденсата, образующегося при отбензинивании ПНГ, на первую или вторую ступень сепарации нефти пропан и бутаны не будут выводиться с газами сепарации снова вернуться на блок отбензинивания. Таким образом, имеется риск циркуляции и накопления углеводородов C_3-C_4 , что может привести к повышению нагрузки на оборудование в блоке отбензинивания, понижению эффективности его работы и даже неработоспособности блока отбензинивания.

В связи с этим в настоящей работе рассмотрено введение в технологию предварительной подготовки дополнительной ступени стабилиза-

ции газового конденсата, образующегося при охлаждении ПНГ, для того, чтобы удалить легкие компоненты и предотвратить их накопление в рецикле. В качестве оборудования для стабилизации применена неполная отпарная колонна.

Технологическая схема блока отбензинивания приведена на рис. 2.

ПНГ горячей сепарации с УКПН с температурой $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ (режим «лето» существующей УКПН) и давлением 0.1 МПа поступает в сепаратор *C-1*, где отделяется водный конденсат. Далее газ поступает в водяной теплообменник *ТО-1* (опционально). Охладившийся до температуры $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ газ доохлаждается в рекуперативном теплообменнике *ТО-2* до $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, далее частично сконденсированный газ доохлаждается в холодильной машине *ХМ-1* до $1.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и сепарируется в 3-х фазном сепараторе *C-2*. Углеводородный конденсат из *C-2* насосом *H-1/1,2* подается в колонну *КС-1* со встроенными нагревателем, откуда стабилизированный газовый конденсат (СГК) насосом *H-2/1,2* с давлением 0.5 МПа подается в начало процесса подготовки нефти на УКПН. Газ стабилизации из *КС-1* совместно с отсепарированным газом из *C-2* нагревается в рекуперативном теплообменнике *ТО-1* и направляется на прием существующего компрессора *K-1/1-5*.

Температура после холодильной машины поддерживается не ниже $1.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ для предотвращения гидратообразования (расчетная температура гидратообразования при давлении 0.094 МПа составляет $0.7\text{ }^{\circ}\text{C}$).

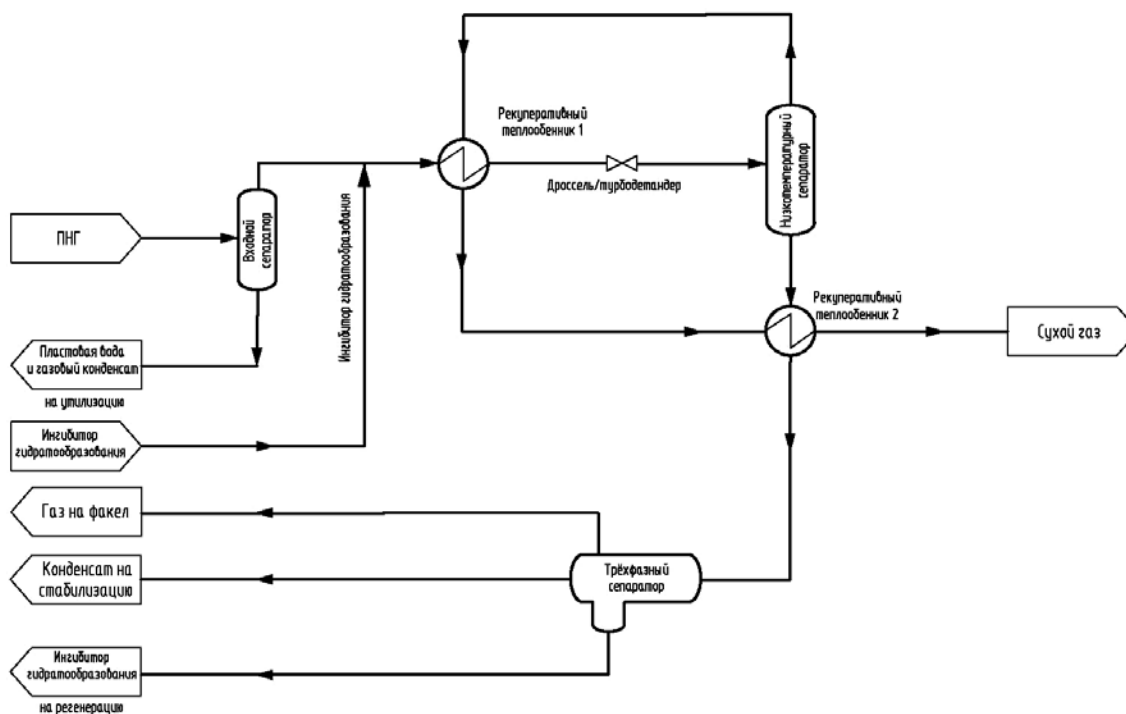


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема НТС

Таблица 1

Состав и характеристики исходного ПНГ (газ горячей отдувки)

Состав ПНГ	
Компонент	Содержание, % мол.
Метан	7.03
Этан	14.15
Пропан	30.92
Изобутан	5.23
n-Бутан	16.58
Изопентан	4.96
n-Пентан	5.23
Гексан	1.78
Диоксид углерода	0.87
Кислород	0.01
Азот	1.26
Сероводород	2.12
Вода	9.86
Итого:	100.00
Характеристика ПНГ (режим «Лето»)	
Температура, °С	60
Давление, МПа (изб.)	0.1
Расход, н. м ³ /ч	5000
Характеристика ПНГ (режим «Зима»)	
Температура, °С	40
Давление, МПа (изб.)	0.1
Расход, н. м ³ /ч	5000

С целью снижения нагрузки на холодильную машину возможно применение предварительного водяного или воздушного охлаждения. В расчетной схеме была использована оборотная охлаждающая вода с параметрами: температура зимой 4 °С, летом 15 °С, давление 0.8 МПа (изб).

В данной работе рассмотрена предварительная промысловая подготовка попутного нефтяного газа одного из нефтегазовых месторождений Самарской области, который поступает в блок отбензинивания из сепаратора, находящегося между второй и третьей ступенью сепарации на УКПН. Состав и характеристика ПНГ приведены в табл. 1.

Методика эксперимента

На рис. 3 показана расчетная схема установки отбензинивания, которая была смоделирована в среде *Aspen Hysys*. При расчетах было использовано уравнение состояния Пенга-Робинсона. Исследования проведены в режиме «Лето», так как в этом случае нагрузка на холодильную машину будет максимальной.

Для достижения заявленных выше целей, а также для того, чтобы избежать рецикла фракций C_3-C_4 , требуется определить оптимальный диапазон степени извлечения углеводородов C_{5+} в блоке отбензинивания ПНГ.

Степень извлечения C_{5+} рассчитывалась как отношение количества углеводородов C_{5+} , перешедших в жидкую фазу (в стабильный газовый конденсат, отводимый с низа колонны) к содержанию углеводородов C_{5+} в сырье колонны (углево-

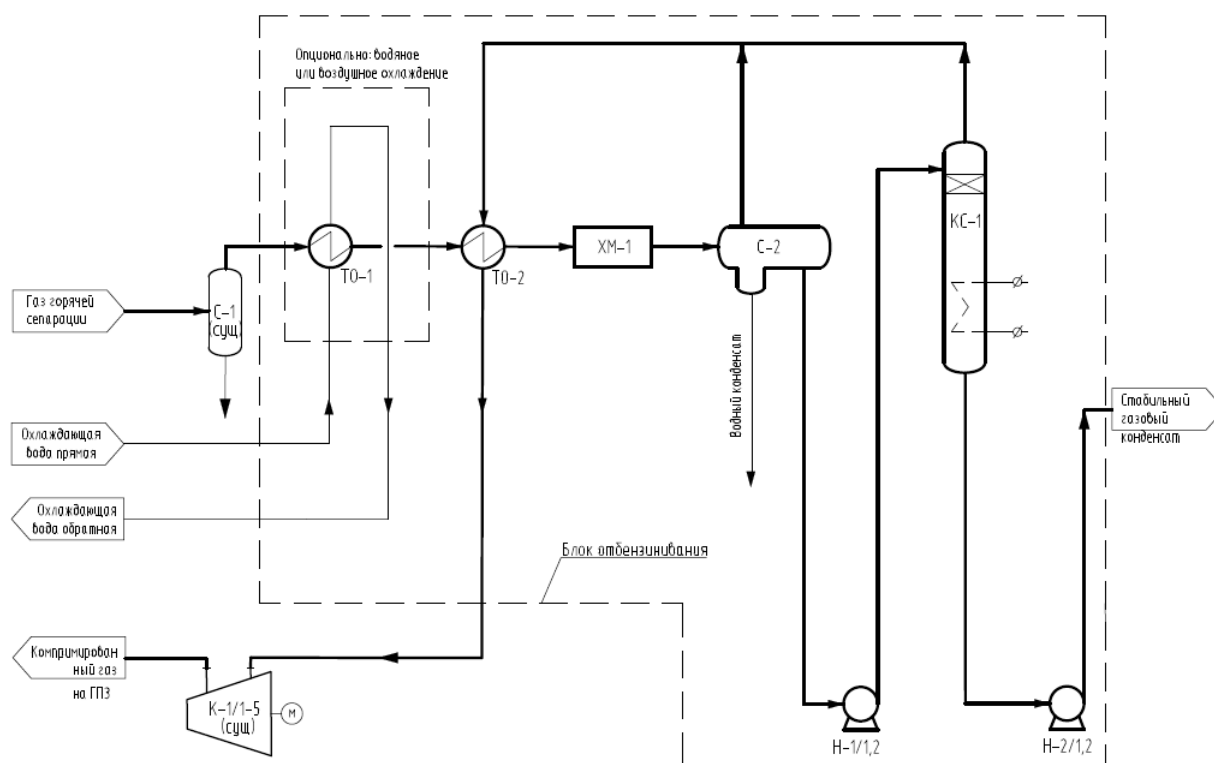


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема блока отбензинивания

дородному конденсату, отделенному в сепараторе *C-2*) в связи с тем, что углеводородный конденсат, поступающий в колонну *KC-1*, имеет постоянный состав, определяемый давлением и температурой в сепараторе *C-2*. Состав и характеристика углеводородного конденсата, поступающего в колонну *KC-1*, что соответствует степени извлечения, равной 1, приведен в табл. 2. В предварительных расчетах было установлено, что достаточное количество тарелок в колонне *KC-1* равно трем.

Таблица 2

Состав и характеристики углеводородного конденсата, поступающего в колонну *KC-1*

Состав углеводородного конденсата	
Компонент	Содержание, % мас.
Метан	0.03
Этан	0.83
Пропан	10.81
Изобутан	6.02
<i>n</i> -Бутан	26.15
Изопентан	18.76
<i>n</i> -Пентан	23.28
Гексан	13.91
Диоксид углерода	0.03
Кислород	0.00
Азот	0.00
Сероводород	0.17
Вода	0.00
Итого:	100.00
Характеристики углеводородного конденсата(режим «Лето»)	
Температура, °С	1.4
Давление, МПа (изб.)	0.3
Расход, кг/ч	2046.2

Анализировались следующие параметры: компонентный состав конденсата и его удельный расход, нагрузка встроенной теплообменной секции и температура куба колонны, давление насыщенных паров газового конденсата, удельный расход и точка росы отбензиненного газа.

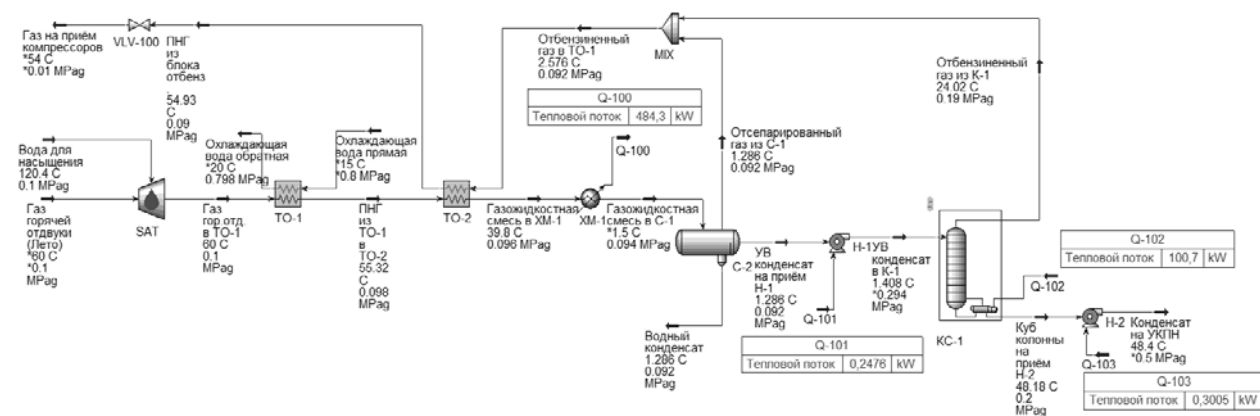


Рис. 3. Расчетная схема блока отбензинивания

При этом нагрузка на холодильную машину оставалась постоянной, независимо от степени извлечения C_{5+} .

Давление на выкиде насоса *H-1* составляет 0.3 МПа (изб.), и этого давления достаточно, чтобы газ прошел внутренние устройства колонны, регулирующий клапан, и смешался с газом из *C-1*, где давление составляет 0.092 МПа (изб.). Давление в колонне остается постоянным и составляет 0.19 МПа (изб.) в укрепляющей части и 0.2 МПа (изб.) в кубовой части.

Результаты и их обсуждение

Степень извлечения C_{5+} в колонне *KC-1* изменялась в диапазоне от 0.7 до 0.99 при снижении температуры куба колонны от 70 до 22 °С.

На рис. 4 показана зависимость состава газового конденсата от степени извлечения C_{5+} . Состав газового конденсата представлен в виде массовых расходов индивидуальных компонентов.

Содержание тяжелых углеводородов C_{6+} в углеводородном конденсате практически не зависит степени стабилизации и изменяется в диапазоне 52–57 кг на 1000 н.м³ ПНГ, поступающего на блок отбензинивания.

Содержание пентанов в газовом конденсате изменяется незначительно и линейно: пентана 64–96 кг/(1000 н.м³), изопентана 43–76 кг/(1000 н.м³). Содержание этана, метана и азота не изменяется, так как в исследуемом диапазоне температур и давлений они находятся в газовой фазе и не попадают в стабильный газовый конденсат, а отводятся сверху колонны *K-1*.

При этом было зафиксировано значительное нелинейное изменение содержания пропана и изобутана.

Из рис. 4 следует, что можно сохранить достаточное количество тяжелых компонентов, уменьшив при этом содержание пропана и изобу-

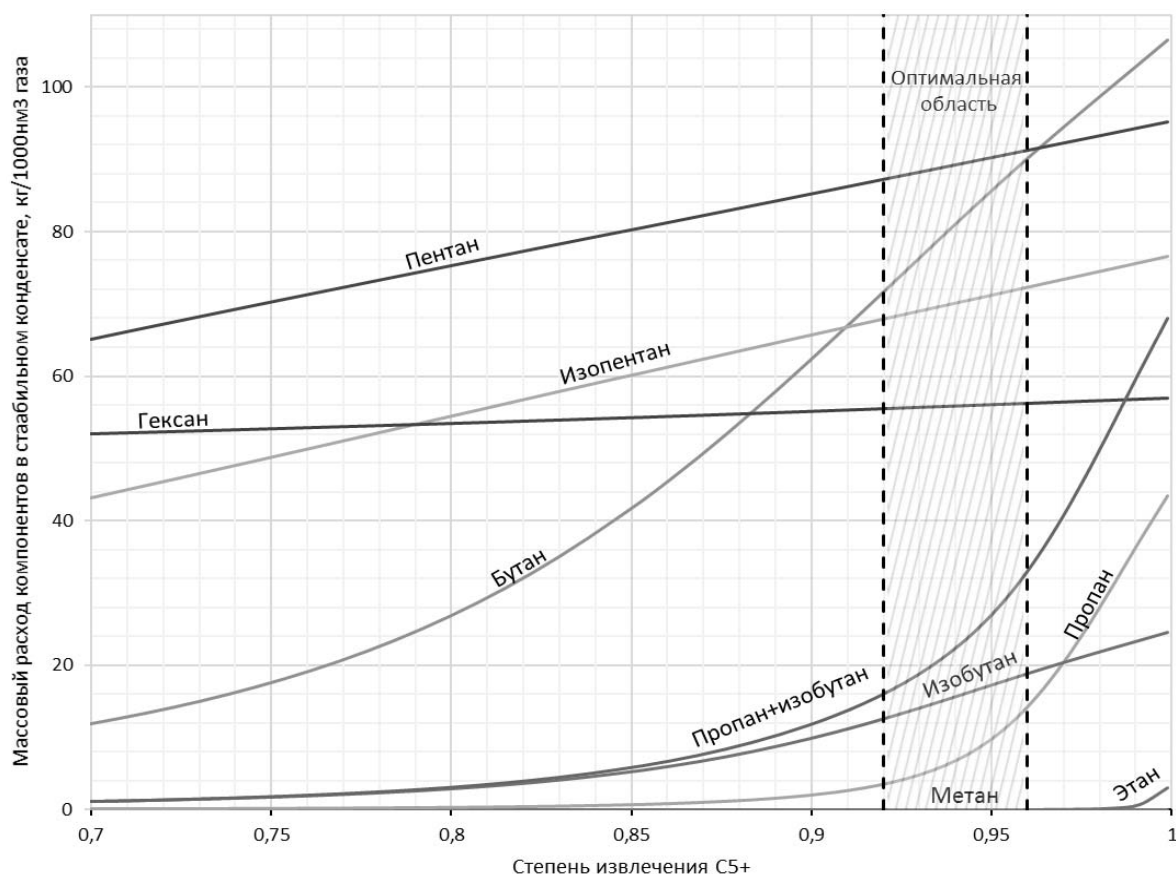


Рис. 4. Зависимость состава газового конденсата от степени извлечения C_{5+}

тана, которые могут спровоцировать накопление газа в рецикле. Выявлены условия (оптимальная область), при которых количество конденсата, выделяемого из ПНГ, максимально, а количество легких газов в составе минимально.

Колонна стабилизации позволяет в 3.3 раза снизить количество пропана и изобутана в газовом конденсате.

На рис. 5 показана зависимость температуры и удельной нагрузки теплообменной секции от степени извлечения C_{5+} . Удельная нагрузка теплообменной секции представляет собой количество теплоты, которое необходимо подвести в систему для нагрева кубовой жидкости и организации дополнительного потока паров из куба вверх по колонне КС-1, приведенное к 1000 н.м^3 ПНГ, поступающего на установку.

Из рис. 5 видно, что зависимость нагрузки теплообменной секции от степени извлечения C_{5+} нелинейна. При повышении степени извлечения наблюдается уменьшение нагрузки теплообменной секции. При понижении нагрузки (температуры) увеличивается количество газового конденсата (рис. 6), но при этом он становится все менее стабильным.

Нагрузка холодильной машины остается постоянной независимо от нагрузки теплообменной

секции и степени и извлечения, и составляет $96.9 \text{ кВт}/(1000 \text{ н.м}^3)$ (на рисунке не показана).

На рис. 6 показана зависимость удельного количества газового конденсата, отбензиненного ПНГ и фракции C_{5+} в составе ГК от степени извлечения C_{5+} .

Из рис. 6 видно, что количество газового конденсата в оптимальной области изменяется в диапазоне $300\text{--}344 \text{ кг}/(1000 \text{ н.м}^3)$, при этом содержание фракции C_{5+} соответствует $210\text{--}220 \text{ кг}/(1000 \text{ н.м}^3)$. Таким образом, удастся вернуть до $220 \text{ кг}/(1000 \text{ н.м}^3)$ нефти на УКПН, что в год составит 9150 т , и снизить потери легких фракций нефти при подготовке.

На рис. 7 показана зависимость температуры точки росы по углеводородам, по воде и давление насыщенного пара (ДНП) газового конденсата от степени извлечения C_{5+} .

Точка росы по углеводородам – это температура (при заданном давлении), при которой углеводородные компоненты смеси газов начинают конденсироваться из газовой фазы. Точка росы по воде – это температура газа (при заданном давлении), при которой содержащийся в нем пар достигает состояния насыщения и начинает конденсироваться из газовой фазы. ДНП – важный физический показатель летучести жидкости. Это мак-

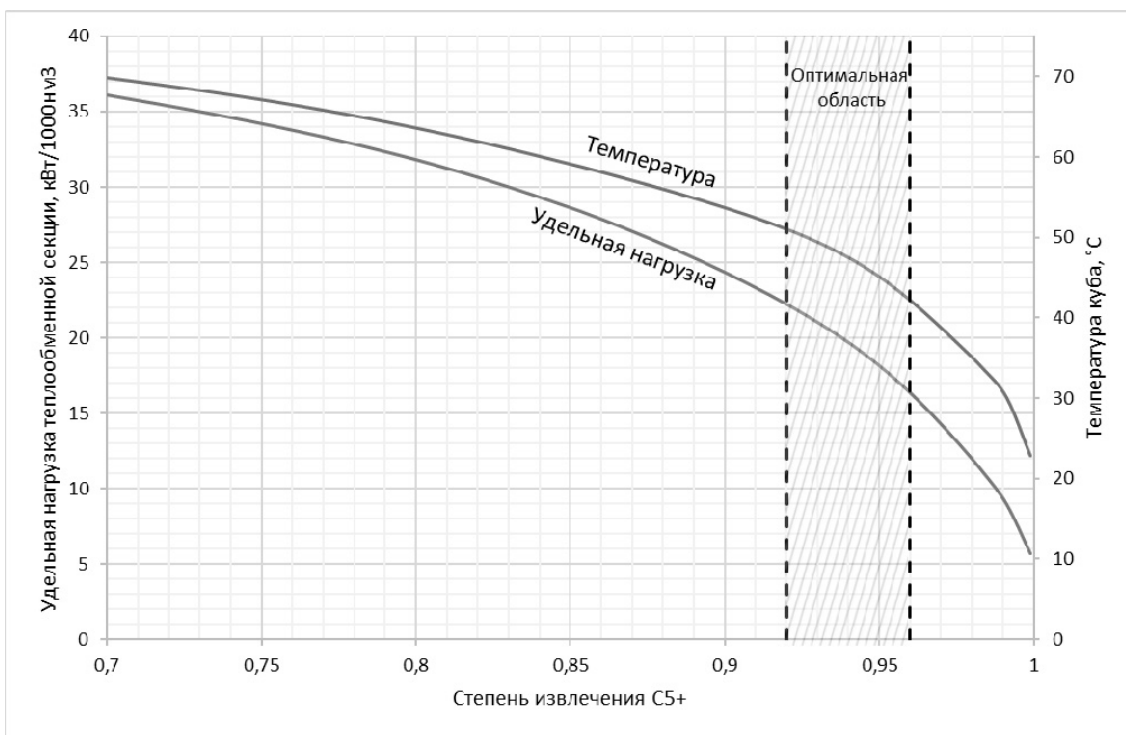


Рис. 5. Зависимость температуры и удельной нагрузки теплообменной секции от степени извлечения C₅₊

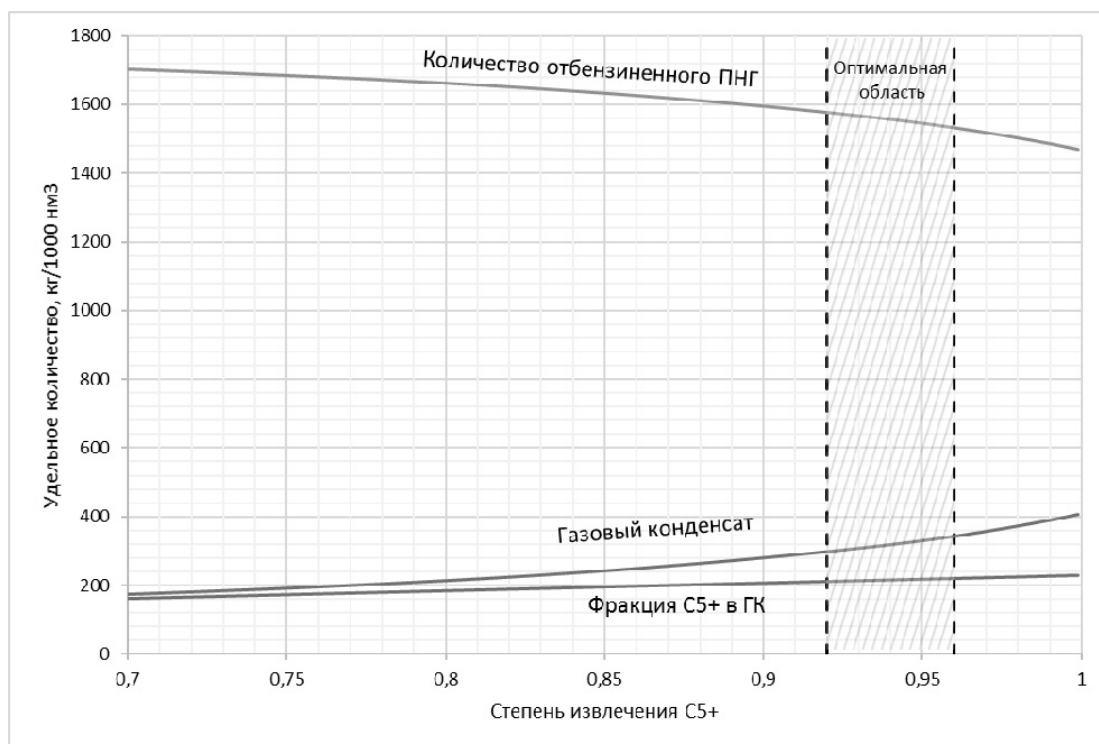


Рис. 6. Зависимость удельного количества газового конденсата, отбензиненного ПНГ и фракции C₅₊ в составе ГК от степени извлечения C₅₊

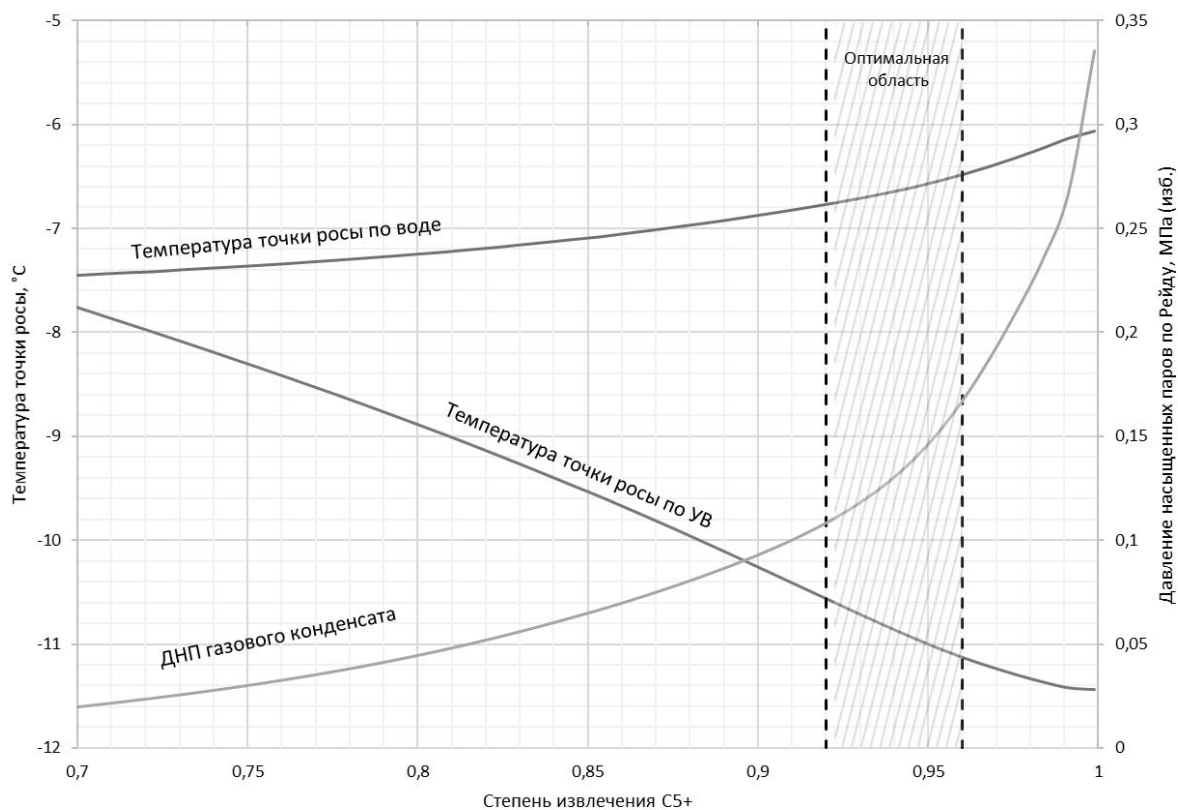


Рис. 7. Зависимость температуры точки росы по углеводородам, по воде и ДНП газопого конденсата от степени извлечения C₅₊

симальное давление равновесного состояния пар/жидкость в определенных соотношениях при определенной температуре.

Из рис. 7 видно, что точка росы по углеводородам отбензиненного газа линейно зависит от степени извлечения C₅₊ и уменьшается с увеличением степени извлечения (точка росы измерялась при давлении на входе в компрессорную станцию 0.01 МПа (изб.)). Однако для точки росы по воде наблюдается обратная зависимость – при повышении степени извлечения наблюдается увеличение температуры точки росы по воде. Это связано с тем, что масса воды в отбензиненном газе почти не меняется (всегда около 10.5 кг/ч), а количество газа изменяется в диапазоне 1470–1702 кг/(1000 н.м³) (рис. 6). Работа колонны практически не влияет на содержание воды в отбензиненном ПНГ, так как большая часть воды отделяется в трехфазном сепараторе С-2, а то, что не удалось отсепарировать, остается в газовой фазе и смешивается с отбензиненным газом из КС-1. Вода в сырье колонны практически отсутствует (табл. 2).

Зависимость давления насыщенных паров газопого конденсата от степени извлечения C₅₊ нелинейна. При повышении степени извлечения, наблюдается увеличение значения ДНП. Также можно отметить, что при степени извлечения C₅₊ в диапазоне 0.92–0.96 наблюдается изменение угла наклона кривой (давление насыщенных па-

ров начинает быстрее увеличиваться). Это связано с резким увеличением содержания пропана и изобутана в газопого конденсате в данном диапазоне (рис. 2).

Газопого конденсат получается достаточной степени стабильности для возвращения его на УКПН. В оптимальной области максимальный ДНП газопого конденсата составляет 0.17 МПа (изб.), но возвращать его на третью ступень нельзя, так как давление третьей ступени около 0.005 МПа (изб.), а, следовательно, и ДНП нефти составляет 0.005 МПа (изб.). Предлагается возвращать конденсат на вторую ступень сепарации, где давление около 0.45 МПа (изб.).

Таким образом, стабилизация газопого конденсата позволяет в 3.3 раза уменьшить количество пропана и изобутана в рецикловом потоке газопого конденсата, при этом удается сохранить в конденсате почти все углеводороды C₆ и около 95% углеводородов C₅. Описанная технология подготовки газа позволяет извлечь до 340 кг конденсата на 1000 н.м³ ПНГ, поступающего в блок отбензинивания, и вернуть этот стабильный газопого конденсат на вторую ступень УКПН, уменьшив при этом потери нефти на 9150 т/год. Уменьшение потерь нефти окупает капиталовложения за 17 месяцев. Данную схему подготовки рекомендуется использовать для нефтей с большим газовым фактором или для газлифтной добычи нефти.

Литература

1. Авиленко К. В. ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ // Экспозиция Нефть Газ.– 2018.– №2(62).– С.58-63.
2. Федоренко В.Д., Власов А. И., Яковлев В.О., Кротов А.С. Мобильные модульные комплексы по подготовке попутного нефтяного газа // ПРОнефть. Профессионально о нефти.– 2017.– № 4(6).– С.64-69.
3. Электронный ресурс. <https://neftegaz.ru/tech-library/oborudovanie-dlya-sbora-i-podgotovki-nefti-i-gaza/142234-ustanovka-kompleksnoy-podgotovki-gaza/> (дата обращения: 02.09.2022).
4. Кобилев Х. Х., Гойибова Д. Ф., Назарова А. П. Низкотемпературная сепарация углеводородов из природного и нефтяного попутных газов // Молодой ученый.– 2015.– №7(87).– С.153-155.
5. Азаматов И. Ф., Сагитов Т. Н. Оптимизация технологии предупреждения гидратообразования на установках низкотемпературной сепарации газа // Инновационные научные исследования.– 2022.– №5-2(19).– С.51-57.

References

1. Avilenko K. V. *ENERGAZ opit podgotovki i komprimirovaniya nizkonapornogo PNG* [ENERGAZ: experience in the preparation and compression of low-pressure APG]. *Ekspozitsiya Neft Gaz* [Exposition Oil and Gas], 2018. no.2(62), pp.58-63.
2. Fedorenko V.D., Vlasov A. I., Yakovlev V.O., Krotov A.S. *Mobil'nye modul'nye komplekсы po podgotovke poputnogo neftyanogo gaza* [Mobile modular complexes for the preparation of associated petroleum gas]. *PRoneft'. Professional'no o nefti* [Proneft. Professionally about oil]. 2017, no.4(6), pp.64-69.
3. <https://neftegaz.ru/tech-library/oborudovanie-dlya-sbora-i-podgotovki-nefti-i-gaza/142234-ustanovka-kompleksnoy-podgotovki-gaza/> (accessed: 09/02/2022).
4. Kobilov, Kh. Kh., Goyibova D. F., Nazarova A. P. *Nizkotemperaturnaya separatsiya uglevodorodov iz prirodnogo i neftyanogo poputnykh gazov* [Low-temperature separation of hydrocarbons from natural and associated petroleum gases]. *Molodoy uchyonyi* [Young scientist], 2015, no.7(87), pp.153-155.
5. Azamatov, I. F., Sagitov T. N. *Optimizatsiya tehnologii preduprezhdeniya gidratoobrazovaniya na ustanovkakh nizkotemperaturnoy separatsii gaza* [Optimization of hydrate formation prevention technology at low-temperature gas separation units]. *Innovatsionnye nauchnye issledovaniya* [Innovative scientific research], 2022, no.5-2(19), pp.51-57.