

## Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти (часть II)



С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов, к.т.н., А.А. Зобнин,  
В.Ю. Жиряков, А.Б. Зырянов  
(ОАО «Гипротюменнефтегаз», Группа ГМС)

Oil yield enhancement and reduction of light liquid hydrocarbons content in petroleum gas at oil treatment unit design (Part II)

S.S. Ivanov, M.Yu. Tarasov, A.A. Zobnin, V.Yu. Zhiryakov, A.B. Zyryanov  
(Giprotyumenneftegaz OJSC, HMS Group)

Two variants to reduce the content of light liquid hydrocarbons in petroleum gas and to mix released hydrocarbon condensate with degassed oil are proposed and considered. The process of hydrocarbon condensate feeding at different stages of separation is considered. The optimum point of feeding is determined.

**Ключевые слова:** нефтяной газ, сепарация, выход нефти, легкие жидкие углеводороды.  
**Адрес для связи:** gtng@gtng.ru

В первой части статьи [1] была показана необходимость использования при разработке проектных решений степени снижения расхода поступающей нефти (увеличения выхода товарной нефти) и содержания легких жидких углеводородов в газе, направляемом потребителю, в качестве критерия эффективности сепарации нефти. Определен оптимальный режим сепарации при различных ограничениях давления на ее первой ступени. Кроме того, при проектировании обустройства нефтяных месторождений должны предусматриваться дополнительные мероприятия по увеличению выхода нефти (снижению содержания легких жидких углеводородов (ЛЖУ)  $C_{4+}$  в газе, направляемом потребителю).

Дополнительные мероприятия по уменьшению содержания ЛЖУ должны быть направлены на их частичное извлечение из нефтяного газа и смешивание выделяемых ЛЖУ с разгазированной нефтью при соблюдении требований по давлению насыщенных паров (не более 66,7 кПа). Частичное извлечение ЛЖУ рекомендуется осуществлять методом низкотемпературной конденсации (НТК) при неглубоком охлаждении – до температуры не менее 5 °С.

В используемом до настоящего времени при проектировании обустройства нефтяных месторождений документе ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» единственным способом извлечения углеводородов при подготовке газа к транспорту определена НТК. Выделившийся при подготовке газа углеводородный конденсат следует направлять в товарную нефть, если это не увеличивает давление насыщенных паров выше нормативного, или в нефть перед первой ступенью сепарации. Разделение углеводородных газов методом НТК осуществляется путем охлаждения их до заданной температуры при постоянном давлении, сопровождающегося конденсацией извлекаемых из газов компонентов, с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз [2].

При охлаждении газа до температуры ниже нуля с подачей выделяемых ЛЖУ в процесс промышленной подготовки нефти нефтяной газ обогащается углеводородами  $C_3-C_4$ , что увеличивает давление на последних ступенях сепарации и приводит к превышению давления насыщенных паров нефти выше требуемого. Для обеспечения сепарации в данном случае ЛЖУ необходимо выводить из процесса.

Описанные в ВНТП 3-85 процессы промышленной подготовки нефтяного газа (абсорбция и НТК) на центральных пунктах сбора (ЦПС) не исключают применения других методов извлечения ЛЖУ. По нашему мнению, возникла необходимость разработки нормативных документов, устанавливающих правила проектирования систем подготовки нефтяного газа к транспорту и правила проектирования установок НТК в составе объектов подготовки нефти с одновременной разработкой требований к ЛЖУ, вырабатываемым из нефтяного газа.

В статье приведены технологические варианты обработки нефтяного газа на объектах подготовки нефти, которые могут использоваться при разработке новых нормативных документов.

При применении метода НТК при неглубоком охлаждении до температуры не менее 5 °С рассматриваются два варианта по снижению содержания ЛЖУ в нефтяном газе и смешиванию выделяемых ЛЖУ с разгазированной нефтью.

1. Охлаждение компримированного газа промежуточного и конечного сепараторов от 40 до 5 °С (рис. 1).

2. Охлаждение газа всех ступеней сепарации от 40 до 5 °С (рис. 2).  
*Описание схемы (линии газа) по варианту 1 (см. рис. 1)*

Газ из промежуточного С2 и конечного КСУ сепараторов сжимается в компрессоре К1 до избыточного давления 0,7 МПа и направляется в аппарат воздушного охлаждения ВХ1, где его температура снижается до 40 °С. Далее он охлаждается в холодильной машине Х1 до температуры 5 °С. Выделившаяся в результате охлаждения жид-

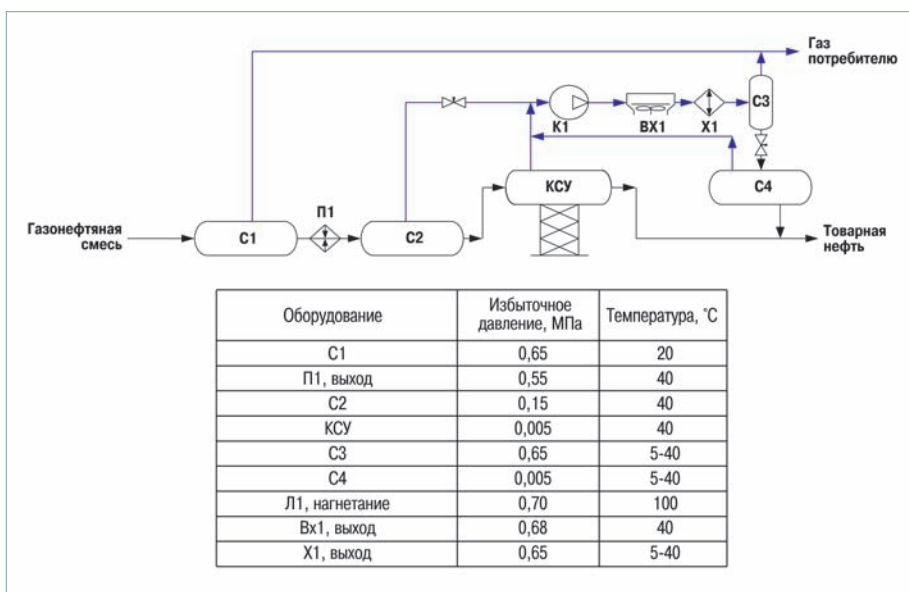


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема варианта 1 снижения содержания ЛЖУ в нефтяном газе:

С1 – сепаратор первой ступени сепарации; П1 – печь нагрева; С2 – сепаратор второй ступени сепарации; КСУ – конечная сепарационная установка; С3 – газосепаратор; С4 – дегазатор; К1 – компрессор низких ступеней сепарации; ВХ1 – воздушный холодильник; Х1 – холодильник

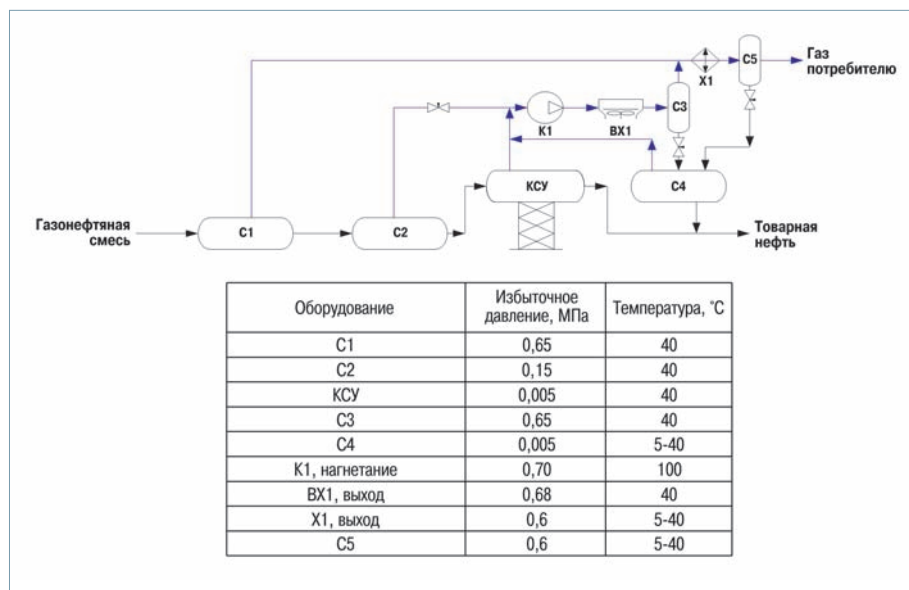


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема варианта 2 снижения содержания ЛЖУ в нефтяном газе: С5 – газосепаратор; остальные обозначения те же, что на рис. 1

ре С3, дросселируется до атмосферного давления и поступает в дегазатор С4, в котором происходит стабилизация углеводородного конденсата. Газ из сепаратора С3 смешивается с газом первой ступени сепарации и охлаждается в холодильной машине Х1 до температуры 5 °С. Выделившаяся в результате охлаждения жидкость отделяется в газосепараторе С5, дросселируется до атмосферного давления и поступает в дегазатор С4. Углеводородный конденсат из дегазатора С4 смешивается с товарной нефтью. Газ из газосепаратора С5 направляется потребителю, газ из дегазатора С4 – на прием компрессора К1.

Зависимости изменения содержания ЛЖУ в газе, изменения выхода и давления насыщенных паров нефти при добавлении ЛЖУ от температуры охлаждения для нефтей Сальмской группы месторождений приведены на рис. 3. Смешивание ЛЖУ, выделенных путем охлаждения газа, с товарной нефтью позволяет увеличить выход последней, однако требует стабилизации (дегазации) ЛЖУ перед введением в товарную нефть. Это обуславливает увеличение объема компримируемого низконапорного газа (см. рис. 1, 2).

Существует несколько решений подачи в технологический процесс выделяемых в результате низкотемпературной конденсации ЛЖУ. При проектировании для определения точки их подачи в технологический процесс с максимальным выходом нефти должны быть проведены расчеты фазового равновесия, например, при подаче ЛЖУ на первую и вторую ступени сепарации, в КСУ, резервуар товарной нефти после разгазирования в отдельном сепараторе при атмосферном давлении. Результаты расчетов увеличения выхода нефти при подаче ЛЖУ в различные узлы технологического процесса при охлаждении компримированного газа промежуточного и конечного сепараторов от 40 до 5 °С на

примере нефтей Сальмской группы месторождений приведены в таблице. Из нее следует, что выделяемые ЛЖУ при компримировании (водный конденсат и ЛЖУ) отделяется в сепараторе С3, дросселируется до атмосферного давления и поступает в дегазатор С4, в котором происходит стабилизация углеводородного конденсата. Этот конденсат из дегазатора С4 смешивается с товарной нефтью. Газ из сепаратора С3 смешивается с газом первой ступени сепарации и направляется потребителю. Газ из сепаратора С4 направляется на прием компрессора К1.

примере нефтей Сальмской группы месторождений приведены в таблице. Из нее следует, что выделяемые ЛЖУ при компримировании

Описание схемы (линии газа) по варианту 2 (см. рис. 2)

Газ из промежуточного С2 и конечного КСУ сепараторов сжимается в компрессоре К1 до избыточного давления 0,7 МПа и направляется в аппарат воздушного охлаждения ВХ1, где его температура снижается до 40 °С. Выделившаяся жидкость (водный конденсат и ЛЖУ) отделяется в сепараторе

Точка подачи	Увеличение выхода нефти, %	Давление насыщенных паров товарной нефти после смешивания с конденсатом, кПа
Без подачи конденсата	0	58,40
Ступень сепарации:		
первая	0,50	63,56
вторая	0,58	65,57
КСУ	0,47	63,81
РВС товарной нефти после разгазирования	0,55	65,77

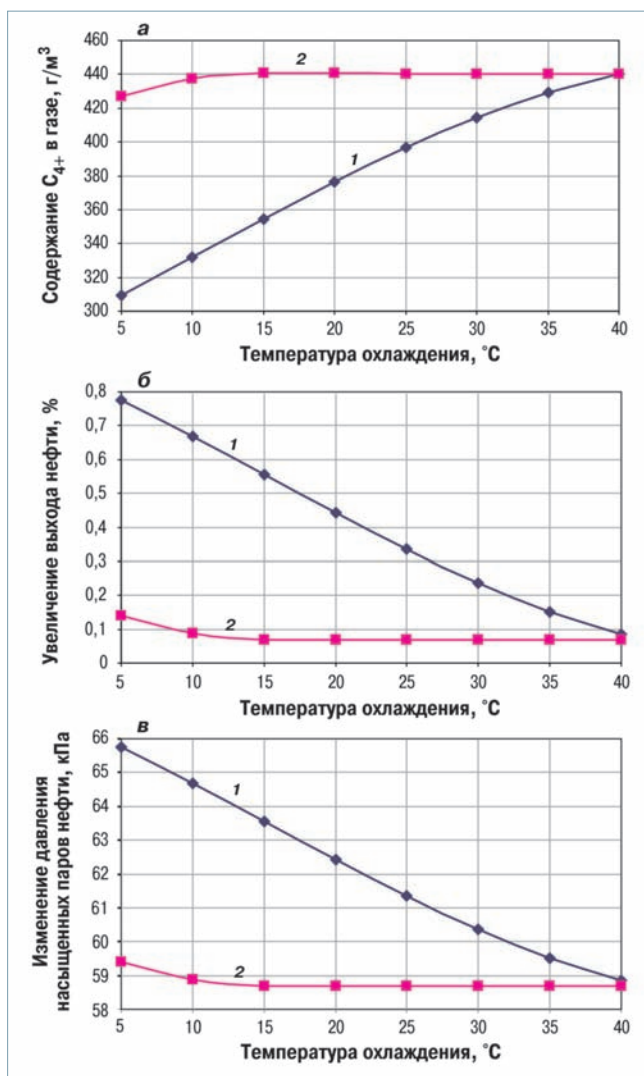


Рис. 3. Зависимость содержания ЛЖУ в газе, направляемом потребителю, (а), увеличения выхода нефти (б) и изменения давления насыщенных паров нефти (в) при добавлении выделенных ЛЖУ от температуры охлаждения газа:

1, 2 – вариант соответственно 1 (охлаждение низконапорного газа) и 2 (охлаждение всего газа)

нии и охлаждении рациональнее подавать на вторую ступень сепарации, при этом производительность компрессорной станции низких ступеней сепарации не возрастает. Давление насыщенных паров нефти при добавлении ЛЖУ, выделенных в результате охлаждения газа, во всех вариантах соответствует требованию ГОСТ 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» - 66,7 кПа. На основе результатов расчетов разработана принципиальная технологическая схема сепарации нефти и выделения ЛЖУ из нефтяного газа, обеспечивающая максимальное сохранение ЛЖУ в нефти (рис. 4).

**Выводы**

1. При проектировании установок подготовки нефти предлагается рассматривать дополнительные мероприятия по выделению ЛЖУ из нефтяного газа с целью увеличения выхода товарной нефти.
2. При охлаждении низконапорного газа второй и третьей ступеней сепарации от 40 до 5  $^{\circ}C$  и возврате выделенных ЛЖУ в процесс подготовки нефти происходит большее увеличение выхода нефти и снижение содержания ЛЖУ в газе, направляемом потребителю, чем при охлаждении газа всех ступеней сепарации.
3. Выбор точки подачи ЛЖУ, выделяемых при компримировании и охлаждении газа, в процесс подготовки нефти должен осуществляться с учетом обеспечения максимального выхода товарной нефти.

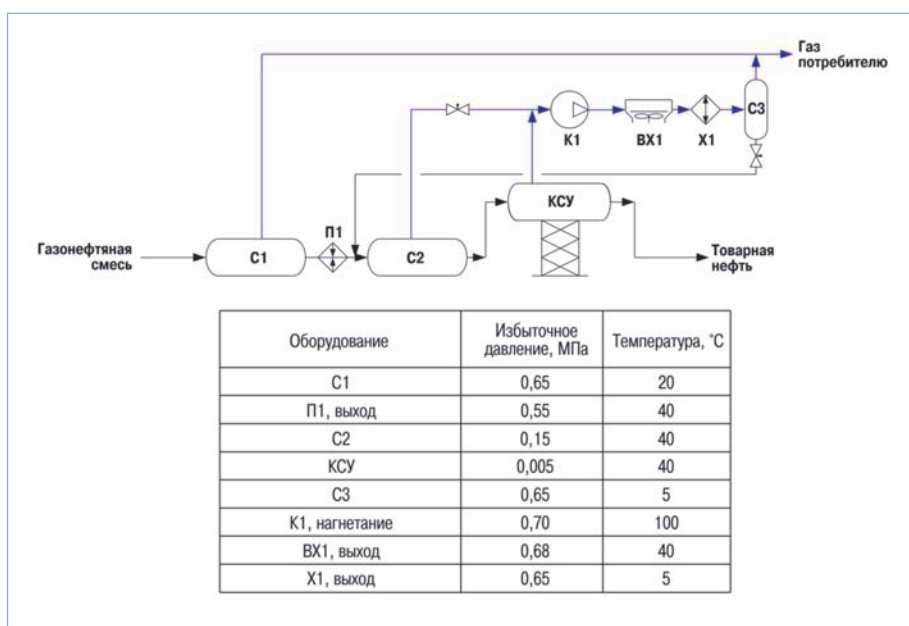


Рис. 4. Принципиальная технологическая схема сепарации нефти и выделения ЛЖУ из нефтяного газа, обеспечивающая максимальное сохранение ЛЖУ в нефти (обозначения те же, что на рис. 1)

**Список литературы**

1. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти (часть I)/С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов, А.А. Зобнин (и др.)//Нефтяное хозяйство. – 2011. – №8. – С. 138-140.
2. Николаев В.В., Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. – М.: Недрра, 1993. - 134 с.