ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА МЕТОДОМ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ

OPTIMIZATION OF THE THERMOBARIC CONDITIONS OF THE GAS TREATMENT BY LOW-TEMPERATURE SEPARATION

Н. Д. Мухаметова
Nailya D. Mukhametova

АО «Институт
нефтехимпереработки»,
г. Уфа, Российская Федерация

Institute of Petrochemical Processing
JSC, Ufa, Russian Federation

А. В. Колчин
Aleksandr V. Kolchin

Уфимский государственный
нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum Technological
University, Ufa, Russian Federation

А. В. Курочкин
Andrey V. Kurochkin

Ассоциация
инженеров-технологов
нефти и газа
«Интегрированные технологии»,
г. Уфа, Российская Федерация

Association of Production Engineers
of Oil and Gas
«Integrated Technologies»,
Ufa, Russian Federation

Ф. Р. Исмагилов
Foat R. Ismagilov

Астраханский государственный
технический университет,
г. Астрахань,
Российская Федерация

Astrakhan State
Technical University, Astrakhan,
Russian Federation

Технология низкотемпературной сепарации (НТС) широко используется для подготовки природного газа к транспорту. Охлаждение сырьевого газа при этом производится за счет использования потенциала пластического давления путем редуцирования газа до давления транспортировки по магистральному трубопроводу. Однако эксплуатация месторождения сопровождается снижением перепада давления на установке подготовки газа, что приводит к недостаточности выработки холода и невозможности подготовки газа до требований стандарта. В таком случае прибегают к повышению давления газа перед установкой НТС с помощью дожимной компрессорной станции или же используют дополнительное охлаждение газа за счет внешних источников. Реализация данных решений приводит к росту капитальных и эксплуатационных затрат, поэтому разработка альтернативных технических решений, позволяющих осуществлять подготовку газа на стадии падающей добычи, является актуальной задачей.

В статье рассмотрена предлагаемая авторами технология низкотемпературной сепарации с применением элементов фракционирования на стадии промежуточной сепарации, показана ее высокая эффективность подготовки газа при низком перепаде давления на установке. Представлены также выполненные в программном комплексе Aspen HYSYS результаты исследований перепада давления между входным и давлением на входе дожимной компрессорной станции и его распределения между различными стадиями процесса на ключевые показатели эффективности подготовки газа. При этом давление варьировали в интервале от максимального, принятого в проекте обустройства месторождения, до минимального давления, достаточного для подготовки газа.

Ключевые слова

подготовка газа,
газовый конденсат,
низкотемпературная
сепарация, дефлегмация,
входная сепарация,
четкость разделения,
падающая добыча

Анализ процесса проводили по следующим технологическим показателям: выход товарного газа, его температура точки росы по воде и углеводородам, степень извлечения углеводородов C_{3+} и C_{5+} от потенциала, а также выход нестабильного конденсата. Выявлены закономерности влияния перепада давления и его распределения на различных стадиях подготовки газа на основные показатели эффективности процесса, что может быть использовано для оптимизации технологического процесса в зависимости от потребностей рынка.

The technology of low-temperature separation (LTS) is widely used for natural gas treatment before its transportation. Raw gas cooling in this context is carried out due to potential reservoir pressure using by reducing up to the pressure needed for gas transportation through the main pipeline. However, the field exploitation is accompanied by a pressure drop reduction at the gas treatment unit. It leads to a cold production insufficiency and makes impossible to prepare the gas meeting standard requirements. In this case, gas pressure increasing before the LTS unit with the help of a booster compressor station or additional gas cooling by external sources can be used. Realization of this engineering solution leads to the capital and operational costs growth. Therefore development of the alternative technologies allowing to prepare gas at declining production stage is crucial task.

In the article authors offer technology of LTS with the using of fractionation elements at intermediate separation stage and also demonstrate its high efficiency in the process of gas treatment at low pressure drop at the unit. Beyond that made in Aspen HYSYS software package results of research how the pressure drop between the unit and booster compressor station entry pressures and also pressure distribution between different process stages affect the key process performances are presented. The pressure was varied in the interval from maximal, accepted in the arrangement project, to minimal, which is enough for gas treatment.

The process was analyzed through next technological performances: commercial gas yield, its hydrocarbon and water dew point temperatures, C_{3+} and C_{5+} extraction ratio and unstable gas condensate yield. Rules of pressure drop and pressure distribution between different process stages effect the main process performances are reduced. That may be used for the process optimization in relationships with market needs.

Key words

gas treatment, gas condensate, low-temperature separation, dephlegmation, entry separation, fractionation sharpness, declining production

Низкотемпературная сепарация (НТС) широко используется при подготовке природного газа с целью извлечения из него газового конденсата. Сущность процесса заключается в ступенчатой сепарации углеводородной смеси с применением низких температур на последней ступени сепарации и рекуперации холода. Необходимый для процесса холод производится за счет эффекта Джоуля-Томсона при редуцировании сырьевого газа или холодильного цикла. Сепарация при низкой температуре позволяет обеспечить точку росы газа по воде и углеводородам в соответствии с нормативными требованиями. Однако при любом режиме эксплуатации месторождения давление в системе «пласт — скважина — газосборные сети — установка комплексной подготовки газа (УКПГ)» постоянно снижается во времени. Для поддержания заданного уровня добычи газа и нормальной работы установки

на определенном этапе разработки месторождения требуется ввод дожимной компрессорной станции (ДКС) перед системой подготовки газа, т.е. месторождение вступает в так называемый период компрессорной эксплуатации. Обычно период падающей добычи начинается после отбора 30–65 % от начальных геологических запасов газа. Причем, мощность ДКС постоянно растет обратно пропорционально запасу пластовой энергии и, как следствие, давлению на приеме компрессора [1]. Строительство и эксплуатация ДКС связаны со значительными затратами, поэтому продление периода бескомпрессорной эксплуатации месторождения имеет важное экономическое значение. Одним из направлений достижения этой цели является внедрение малозатратных технологий, обеспечивающих нормативное качество подготовленного газа при низком перепаде давления [2].

В работах [3–6] нами была предложена и описана усовершенствованная технология НТС, в которой применяются элементы фракционирования на стадии промежуточной сепарации. Результаты этих работ указывают на высокую эффективность этой технологии для подготовки газа при низком перепаде давления и даже на возможность исключения периода компрессорной эксплуатации. Однако вопросы оптимизации термобарических условий по стадиям подготовки газа остались без рассмотрения, за исключением работы [3], в которой была показана эффективность поддержания низкого давления на стадии входной сепарации. В настоящей работе в продолжение предыдущих исследований изучено влияние перепада давления и его распределения по различным стадиям процесса на ключевые показатели эффективности подготовки газа.

Исследования проведены на примере газа Восточно-Уренгойского месторождения валанжинского горизонта с конденсатным фактором 147 г/м^3 и составом, % об.: углекислый газ 0,1; метан 85,8; этан 7,8; пропан 3,3; бутаны 1,4; C_{5+} остальное. Проектное входное давление составляло 6,0 МПа.

На рисунке 1 представлена принципиальная схема подготовки газа по предлагаемой технологии [3], согласно которой газ сначала отделяют от водометанольного раствора (ВМР) и конденсата на стадии входной сепарации, затем охлаждают на стадии рекуперативного теплообмена и подвергают дефлегмации за счет противоточного охлаждения сухим газом. Далее газ дефлегмации редуцируют и отделяют от остаточного ВМР и конденсата на стадии низкотемпературной сепарации. Полученный сухой газ нормативного качества

(по СТО Газпром 089-2010) нагревают на стадиях дефлегмации и рекуперативного теплообмена и выводят с установки в качестве товарного продукта, а конденсаты со всех стадий сепарации и флегму смешивают и выводят в качестве нестабильного конденсата.

Дефлегмация газа происходит за счет его охлаждения, конденсации при этом тяжелых углеводородных компонентов и массообмена между стекающей пленкой флегмы и восходящим потоком газа. В процессе дефлегмации газ обогащается легкими компонентами, а флегма — тяжелыми. Результатом этого, как показывают расчетные исследования, является снижение массообменной нагрузки на стадии НТС, что позволяет эффективно готовить газ при низком перепаде давления.

Расчетные модели традиционного и предлагаемого процесса подготовки газа были разработаны в программном комплексе Aspen HYSYS с использованием термодинамического пакета Peng-Robinson. Проектное входное давление на установку составляло 6,0 МПа, а на ДКС — 2,0 МПа. Значения давления на стадии входной сепарации варьировали с шагом 0,25; на стадиях рекуперативного теплообмена, дефлегмации и НТС — с шагом 0,50 МПа. В зависимости от этого рассматривали изменение выхода товарного газа, его температур точки росы по воде (ТТРв) и углеводородам (ТТРув), степени извлечения углеводородов C_{3+} и C_{5+} , выхода нестабильного конденсата, а также распределение легких углеводородов по равновесным фазам на различных стадиях сепарации. При расчетах закрепляли среднелогарифмический температурный напор дефлегматора ($5\text{--}7^\circ\text{C}$) и давление стадии НТС (2,0 МПа), а падение

ВС — входная сепарация; РТ — рекуперативный теплообмен; Д — дефлегмация; НТС — низкотемпературная сепарация

Рисунок 1. Принципиальная технологическая схема процесса подготовки газа

напора в емкостном и теплообменном оборудовании условно приняли равным 0 и 10 кПа соответственно. Для упрощения модели процесса гидравлические сопротивления трубопроводов в расчетах не учитывали.

Снижение давления на стадии входной сепарации

Известно, что повышение давления сепарации приводит к ухудшению четкости разделения углеводородной смеси, что связано с уменьшением относительной летучести компонентов, которая вблизи критической области приближается к единице. И наоборот, снижение давления приводит к повышению эффективности сепарации и сокращению потерь легких углеводородов с факельными газами за счет уменьшения их содержания в конденсате входной сепарации. Однако в некоторых случаях применение высоких давлений оказывается целесообразным, например, для повыше-

ния температуры конденсации или уменьшения массы технологических аппаратов [7].

В ходе исследования давление стадии входной сепарации снижали с шагом 0,25 МПа от проектного до 4,25 МПа, которое обеспечивает достижение минимальных требований по СТО Газпром 089-2010 для наиболее мягкого режима (для летнего периода в умеренном климате ТТРв не выше минус 10 °С, ТТРуv не выше минус 2 °С).

На рисунках 2–4 приведены зависимости показателей процесса от давления входной сепарации для предлагаемой (сплошные линии) и традиционной (пунктирные линии) технологий подготовки газа, то есть с использованием процесса дефлегмации и без него. На рисунке 5 показана зависимость количества рекуперированного холода (суммарная тепловая нагрузка дефлегматора и рекуперативного теплообменника) от изменения давления на стадии входной сепарации.

Рисунок 2. Зависимость выхода целевых продуктов от давления входной сепарации

Рисунок 3. Зависимость температур точек росы газа от давления входной сепарации

Рисунок 4. Зависимость степени извлечения углеводородов (W) от давления входной сепарации

Рисунок 5. Зависимость количества рекупируемого холода в системе от давления входной сепарации

Из представленных данных видно, что снижение давления входной сепарации по обеим технологиям (в связи с удалением системы от критических условий) приводит к некоторому увеличению выхода товарного газа (F) и уменьшению выхода нестабильного конденсата (G) (рисунок 2). В то же время повышаются температуры точки росы и по воде, и по углеводородам (рисунок 3), а также снижается степень извлечения (W) углеводородов C_{3+} и C_{5+} (рисунок 4). Эту динамику можно объяснить перераспределением термобарических условий в системе: снижение давления входной сепарации ведет к снижению перепада давления и, соответственно, повышению температуры на стадии НТС, так как в соответствии с методикой давление НТС было закреплено (2,0 МПа).

Представленные зависимости наглядно демонстрируют существенное повышение эффективности подготовки газа по предлагае-

мой технологии благодаря применению дефлегмации на промежуточной ступени сепарации, что обеспечивает более четкое разделение углеводородной смеси, повышая степень извлечения тяжелых компонентов из углеводородной смеси. Так, в предложенном варианте по сравнению с традиционным качеством газа значительно выше: ТТРв в среднем ниже на 29 °С, ТТРуv — на 22 °С, степень извлечения углеводородов C_{3+} больше на 13,5% масс., углеводородов C_{5+} — на 4,5% масс. Выход газа уменьшается в среднем на 2% об., а выход конденсата, являющегося более дорогостоящим товарным продуктом, при этом увеличивается на 16% масс. Особо следует отметить, что применение дефлегмации обеспечивает эффективную подготовку газа во всем рассмотренном интервале давлений вплоть до 3,5 МПа. При этом в процессе подготовки газа по предлагаемой технологии удалось рекуперировать на 2,5 МВт холода

больше по сравнению с традиционным вариантом, а также ослабить влияние давления на анализируемые параметры.

Далее исследование проводилось только для варианта подготовки газа по предлагаемой технологии.

Для более детального изучения полученных закономерностей было рассмотрено распределение углеводородов C_3 по фазам на всех стадиях сепарации. Наиболее показательная зависимость — распределение пропана на стадии входной сепарации — представлена на рисунке 6.

Рисунок 6. Зависимость количества пропана, перешедшего в газовую фазу при разделении газоконденсатной смеси, от давления входной сепарации

Оптимальное давление входной сепарации, соответствующее максимальному извлечению пропана, находится в интервале 5,00–4,75 МПа, что особенно важно в случаях, когда предусматривается полное использование нестабильного конденсата, включая углеводороды C_3 – C_4 .

Снижение давления на стадиях рекуперативного теплообмена и дефлегмации

Первоначально было предположено, что снижение давления перед рекуперативным охлаждением позволит снизить температурный режим процесса, а снижение давления перед дефлегмацией газа позволит увеличить чет-

кость разделения углеводородной смеси и повысить эффективность подготовки газа в целом.

Однако исследования показали, что изменение давления на стадиях рекуперативного теплообмена или дефлегмации приводит к одинаковому изменению анализируемых параметров, что, вероятно, связано с отсутствием разделения углеводородной смеси на стадии рекуперативного теплообмена. На рисунке 7 представлены зависимости выхода целевых продуктов от давления стадий, на рисунке 8 — наиболее показательные графики распределения легких углеводородов по фазам на всех стадиях сепарации.

Рисунок 7. Зависимость выхода целевых продуктов от давления стадий рекуперативного теплообмена и дефлегмации

Снижение давления на стадиях рекуперативного теплообмена или дефлегмации, как и в случае изменения давления входной сепарации, приводит к увеличению выхода товарного газа (F) и уменьшению выхода нестабильного конденсата (G) (рисунок 7) при повышении ТТР и снижении степени извлечения углеводородов C_{3+} и C_{5+} . Снижение давления на рассматриваемых стадиях позволяет повысить четкость разделения при дефлегмации охлажденного газа и незначительно снизить температурный режим процесса до стадии дефлегмации по сравнению со снижением давления входной сепарации, однако так же ведет к снижению перепада давления и, соответственно, значительному (на 19 °С) повышению температуры на стадии НТС.

Таким образом, снижение давления на стадии рекуперационного теплообмена или дефлегмации в рассмотренной области давлений не рекомендуется, поскольку в целом приводит к уменьшению выхода нестабильного кон-

денсата, а также снижению качества товарного газа (в пределах нормативных требований).

Однако этот прием может быть использован при необходимости увеличения выхода товарного газа и/или снижения металлоемкости оборудования при новом строительстве, повышении коэффициентов теплопередачи существующего оборудования вследствие увеличения объемных скоростей потоков при реконструкции установки подготовки газа.

Снижение давления на стадии НТС

Одним из наиболее важных параметров, определяющих эффективность подготовки газа, является перепад давления на стадии НТС, поэтому в ходе исследования значение данного параметра снижали с шагом 0,5 МПа вплоть до минимального перепада 0,5 МПа.

На рисунках 8–10 представлены графики зависимости анализируемых параметров от перепада давления при НТС.

Рисунок 8. Зависимость выхода целевых продуктов от перепада давления при НТС

Рисунок 9. Зависимость температур точек росы газа от перепада давления при НТС

Рисунок 10. Зависимость степени извлечения углеводородов (W) от перепада давления при НТС

Снижение перепада давления при НТС приводит к увеличению выхода товарного газа (F) и уменьшению выхода нестабильного конденсата (G) (рисунок 8), при этом повышаются ТТРв и ТТРув (рисунок 9), а также снижается степень извлечения углеводородов (W) C_{3+} и C_{5+} (рисунок 10). Причиной такой динамики является существенное повышение температуры (на 24 °C) на стадии НТС при незначительном (на 0,5 °C) повышении на стадии дефлегмации вследствие уменьшения рекуперации холода.

Наиболее показательные кривые, соответствующие распределению метана и этана на стадии НТС, представлены на рисунке 11, из которого видно, что минимальное содержание метана в газе наблюдается при перепаде давления 2,5 МПа, этана — при 3,5 МПа.

Принято считать, что эффективность стадии НТС увеличивается с повышением перепада давления, однако минимумы на графиках содержания метана и этана в газе демонстрируют существование оптимальных пределов изменения термобарических условий на данной стадии.

Рисунок 11. Зависимость количества метана и этана, перешедших в газовую фазу при разделении газоконденсатной смеси, от перепада давления при НТС

Выводы

Установлено значительное влияние перепада давления на различных стадиях процесса НТС на температурный режим и основные показатели эффективности процесса подготовки газа. Оптимальные же технологические параметры определяются для каж-

дой установки в зависимости от конъюнктурных требований, складывающихся на рынке углеводородов, когда в одном случае предприятию выгодно увеличение выхода товарного газа или конденсата, в другом — получение продуктов определенного качества.

В целом видение авторов касательно подготовки среднеконденсатного газа в области давлений 2,5–6,0 МПа следующее.

1. На стадии входной сепарации снижение давления до 4,75–5,00 МПа является благоприятным, т.к. это способствует максимальному извлечению пропана. Пропан, как ценный компонент газа, может быть выделен при стабилизации или разделении конденсата в составе пропан-бутановой фракции или широкой фракции легких углеводородов.

2. Сохранение давления стадий рекуперативного теплообмена и дефлегмации без изменения способствует увеличению выхода газового конденсата — одного из ценных целевых продуктов сепарации газа.

3. Увеличению выхода товарного газа нормативного качества способствует небольшое

снижение давления стадий рекуперативного теплообмена и дефлегмации. При этом выбор места расположения точки редуцирования зависит от конкретной ситуации: при строительстве новой установки снижение давления перед стадией рекуперативного теплообмена позволит уменьшить металлоемкость и стоимость оборудования; а при реконструкции действующих установок снижение давления перед стадией дефлегмации позволит, не нарушая работу теплообменников, снизить металлоемкость и стоимость дефлегматора.

4. Для уменьшения содержания C_2 в конденсате и минимизации потерь ценных углеводородов при дальнейшей стабилизации конденсата перепад давления при НТС должен находиться в интервале 0,5–2,0 МПа.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 880 с.

2. Mukhametova N., Kolchin A., Elizarieva N., Akh-tyamov A., Ovechnikov A., Kurochkin A. Gas Condensate Field Reengineering on the Declining Production Stage to Increase Profitability of Exploitation // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. UAE, Abu Dhabi, 2016. DOI: 10.2118/183262-MS.

3. Elizareva N.L., Kolchin A.V., Kurochkin A.V. Resource Efficient Central Gas Processing Facility with Methanol Demand // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, Moscow, 2015. DOI:10.2118/176678-MS.

4. Пат. 2544648 РФ, МПК С 10 G 5/06. Способ низкотемпературной сепарации газа / А.В. Курочкин (РФ). 2014100310/05; заявл. 09.01.2014; опубл. 20.03.2015. Бюл. № 8.

5. Пат. 2576297 РФ, МПК С 10 G 5/06. Способ низкотемпературной сепарации газа / А.В. Курочкин (РФ). 2015106240/05; заявл. 24.02.2015; опубл. 27.02.2016. Бюл. № 6.

6. Пат. 2585809 РФ, МПК С 10 G 5/06. Блок низкотемпературной сепарации и рекуперации холода / А.В. Курочкин (РФ). 2015106206/05; заявл. 24.02.2015; опубл. 10.06.2016. Бюл. № 16.

7. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа / С.А. Ахметов, Т.П. Сериков, И.Р. Кузеев, М.И. Баязитов; под ред. С.А. Ахметова. СПб.: Недра, 2006. 868 с.

REFERENCES

1. Vyakhirev R.I., Gritsenko A.I., Ter-Sarkisov R.M. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh mestorozhdenii* [Development and Operation of Gas Fields]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2002. 880 p. [in Russian].

2. Mukhametova N., Kolchin A., Elizarieva N., Akh-tyamov A., Ovechnikov A., Kurochkin A. Gas Condensate Field Reengineering on the Declining Production Stage to Increase Profitability of Exploitation. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. UAE, Abu Dhabi, 2016. DOI: 10.2118/183262-MS.

3. Elizareva N.L., Kolchin A.V., Kurochkin A.V. Resource Efficient Central Gas Processing Facility with Methanol Demand. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Russia, Moscow, 2015. DOI:10.2118/176678-MS.

4. Kurochkin A.V. *Sposob nizkotemperaturnoi separatsii gaza* [Method for Low-Temperature Gas Separation]. Patent RF, No. 2544648, 2015. [in Russian].

5. Kurochkin A.V. *Sposob nizkotemperaturnoi separatsii gaza* [Method for Low-Temperature Gas Separation]. Patent RF, No. 2576297, 2016. [in Russian].

6. Kurochkin A.V. *Blok nizkotemperaturnoi separatsii i rekuperatsii kholoda* [Block of Low-Temperature Separation and Recuperation of Cold]. Patent RF, No. 2585809, 2016. [in Russian].

7. Akhmetov S.A., Serikov T.P., Kuzeev I.R., Bayazitov M.I. *Tekhnologiya i oborudovanie protsessov pererabotki nefi i gaza* [Technology and Equipment for Oil and Gas Processing]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2006. 868 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Мухаметова Наиля Дамировна, инженер-технолог химико-технологического отдела, АО «Институт нефтехимпереработки», г. Уфа, Российская Федерация

Nailya D. Mukhametova, *Process Engineer of Chemical-Technological Department, JSC INHP, Ufa, Russian Federation*

e-mail: mukhametova_n@mail.ru

Колчин Александр Владимирович, *старший преподаватель кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация*

Aleksandr V. Kolchin, *Senior Lecturer of Transportation and Storage of Oil and Gas Department, USPTU, Ufa, Russian Federation*

e-mail: kolchin-alexander@mail.ru

Курочкин Андрей Владиславович, *кандидат химических наук, исполнительный директор, АИТ НГ «Интех», г. Уфа, Российская Федерация*

Andrey V. Kurochkin, *Candidate of Chemical Sciences, Executive Director, APE OG «InTech», Ufa, Russian Federation*

e-mail: intechufa@gmail.com

Исмагилов Фоат Ришатович, *доктор технических наук, профессор кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа», АГТУ, г. Астрахань, Российская Федерация*

Foat R. Ismagilov, *Doctor of Technical Sciences, Professor of Chemical Technology of Oil and Gas Processing Department, ASTU, Astrakhan, Russian Federation*

e-mail: frismagilov@bk.ru