

ООО «Газпром добыча Ямбург»

Тимирбаев А.М., Подгорнов А.В., Гизуллин Э.Ф., Моркунас А.В.,
Кудияров Г.С., Кадыров Т.Ф.

Описание научно-технической работы

«Повышение эффективности добычи, сбора и подготовки газа и газового конденсата валанжинской залежи Ямбургского НГКМ в условиях завершающей стадии разработки»



Новый Уренгой

2021 г.

Оглавление

Введение.....	4
1. Подготовка газа и газового конденсата валанжинской залежи Ямбургского НГКМ на завершающей стадии разработки.....	7
2. Насосное орошение конденсатом низкотемпературных абсорберов УКПГ-1В Ямбургского НГКМ.....	11
3. Эффектообразующие результаты ввода насосной орошения конденсатом низкотемпературных абсорберов УКПГ-1В Ямбургского НГКМ.....	15
Выводы.....	25
Список использованной литературы.....	26

Список принятых сокращений

В настоящей работе применяются следующие сокращения и обозначения:

АВО	– аппарат воздушного охлаждения;
ВЛ	– высоковольтная линия;
ГСС	– газосборная сеть;
ГВК	– газоводяной контакт;
ГПА	– газоперекачивающий агрегат;
ГТЭС	– газотурбинная электростанция;
ГФУ	– горизонтальной факельной установке;
ДКС	– дожимная компрессорная станция;
ЗПКТ	– завод по подготовке конденсата к транспорту;
ЗСК	– завод по стабилизации конденсата;
КИП	– контрольно-измерительные приборы;
КИГ	– коэффициент извлечения газа;
КФС	– компонентно-фракционный состав;
НТС	– низкотемпературная сепарация;
НГКМ	– нефтегазоконденсатное месторождение;
НК	– нестабильный газовый конденсат;
НТС	– низкотемпературная сепарация;
НТА	– низкотемпературная абсорбция;
ПНТА	– промышленная низкотемпературная абсорбция;
ППК	– пружинный предохранительный клапан;
САЗ	– система аварийной защиты;
ТДА	– турбодетандерный агрегат;
УВС	– углеводородное сырье;
УКПГ	– установка комплексной подготовки газа;
УППГ	– установка предварительной подготовки газа;
ЦПГ	– цех подготовки газа;
ЯНГКМ	– Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождения.

Введение

В настоящий момент большинство разрабатываемых газоконденсатных месторождений Крайнего Севера Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки со снижающимся конденсатным фактором.

Одним из наиболее распространенных технологических способов подготовки углеводородного сырья (УВС) газоконденсатных залежей месторождений является низкотемпературная сепарация (НТС). Менее распространенным технологическим способом подготовки является промысловая низкотемпературная абсорбция (ПНТА), которая реализована и эксплуатируется на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) №1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ).

Товарными продуктами газоконденсатных промыслов являются газ сепарации, частично осушенный от воды и углеводородов $C_{3+В}$, подготовленный к магистральному транспорту в соответствии с нормативными требованиями СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам» и нестабильный газовый конденсат (НК), подготовленный к магистральному транспорту в соответствии с нормативными требованиями СТО Газпром 5.11-2008 «Конденсат газовый нестабильный. Общие технические условия».

В работе [1] авторами приводится подробный обзор вышеуказанных технологий подготовки газа (НТС и ПНТА), сравнение эффективности и технологической возможности повышения глубины извлечения компонентов C_3 - C_4 , $C_{5+В}$ при их использовании.

Применяемые технологические схемы подготовки конденсатосодержащего газа не всегда обеспечивают высокий уровень извлечения компонентов нестабильного конденсата из осушаемого газа. В статьях [2,3] также представлен более глубокий анализ абсорбционных технологий подготовки УВС с указанием положительных и отрицательных сторон данных методов подготовки.

Преимуществом низкотемпературной абсорбции является увеличение извлечения компонентов C_3 - C_4 на 10-15 %, $C_{5+В}$ на 5 % по сравнению с НТС на одинаковом температурном уровне.

Тем не менее у НТА имеются следующие недостатки, осложнения, возникающие при эксплуатации:

- большие по сравнению с НТС безвозвратные потери метанола в результате необходимости ингибирования как газовых, так и конденсатных линий;

- при наличии тугоплавких парафинов в составе газового конденсата, подаваемого на орошение низкотемпературных абсорберов, возможно выпадение отложений в массообменной секции технологических аппаратов;

- капельный унос «тяжелого» абсорбента с осушенным газом от низкотемпературного абсорбера, который повышает температуру точки росы товарного газа по углеводородам.

Несмотря на отмеченные и проявляющиеся в той или иной мере недостатки, технология ПНТА на УКПГ-1В ЯНГКМ успешно применяется и развивается в условиях падающей добычи газа валанжинской залежи.

УКПГ-1В является центральным промышленным объектом валанжинского добычного комплекса ЯНГКМ, на котором ведется подготовка всего газа, добываемого из газоконденсатных залежей.

Поэтому увеличение объемов добычи газа и извлечения нестабильного конденсата на УКПГ-1В в условиях падающей добычи газа является стратегически важной научно-технической задачей для ООО «Газпром добыча Ямбург» и ПАО «Газпром».

Осушенный газ поставляется по магистральным газопроводам в центральные районы России, а нестабильный конденсат по магистральному конденсатопроводу на Завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) в

г. Новый Уренгой и далее на Завод по стабилизации конденсата (ЗСК) им. В.С. Черномырдина в Сургутском районе ХМАО.

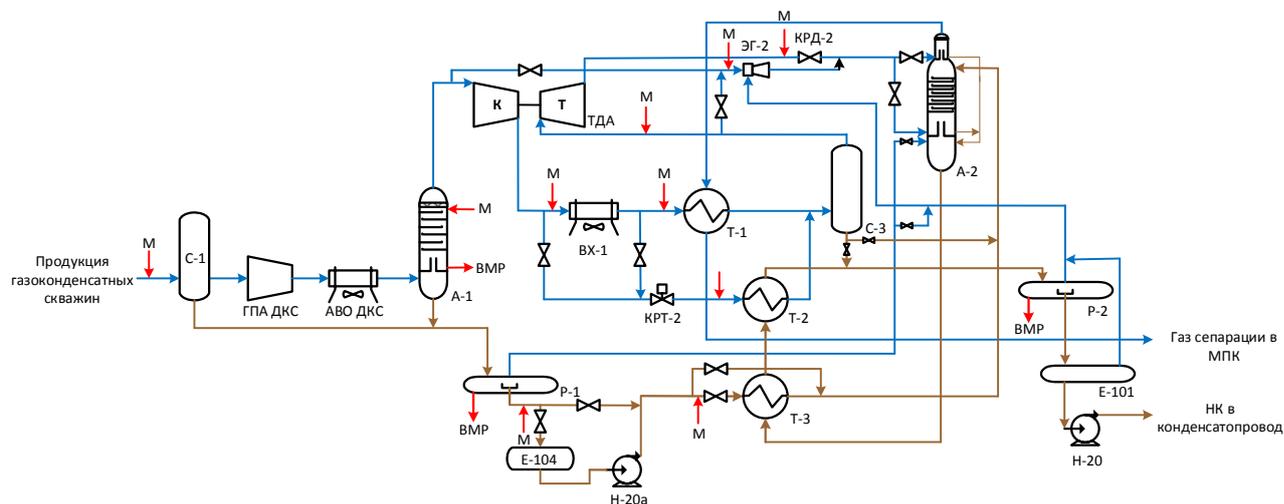
Компонентно-фракционный состав (КФС) нестабильного конденсата (НК), являющегося сырьем для нефтегазохимического комплекса, во многом определяет дальнейшую технологию и экономическую целесообразность его переработки.

В целях максимального извлечения и использования ценных компонентов газа в перспективе ПАО «Газпром» планируется отдельный сбор осушенного газа газоконденсатных залежей месторождений ПАО «Газпром», расположенных в северных районах Тюменской области, и его подача по Единой системы газоснабжения на газоперерабатывающий комплекс в районе п. Усть-Луга Ленинградской области для извлечения из газа компонентов $C_{2+В}$ (прежде всего этана), которые остаются в газе после его промышленной подготовки к магистральному транспорту.

Это говорит о дальнейшей целесообразности увеличения глубины извлечения из осушаемого газа компонентов $C_{3+В}$, которые являются целевыми для ЗСК. Целью является снижения издержек на производство соответствующих продуктов в случае транспортировки исходных компонентов в составе осушенного газа с Тюменской области в Ленинградскую по существующей системе магистральных газопроводов.

1. Подготовка газа и газового конденсата валанжинской залежи Ямбургского НГКМ на завершающей стадии разработки

На рисунке 1 отображена принципиальная технологическая схема подготовки газа, газового конденсата рассматриваемой УКПГ.



ДКС – газоперекачивающие агрегаты и аппараты воздушного охлаждения дожимной компрессорной станции; А-1 – абсорбер «отдувки» метанола; К и Т ТДА – компрессор и турбина турбодетандерного агрегата; ВХ-1 – воздушный холодильник; Т-1,-2,-3- теплообменники «газ-газ», «газ-жидкость», «жидкость-жидкость»; КРТ-2 – клапан-регулятор температуры; ЭГ-2 – эжектор газовый; КРД-2 – клапан-регулятор давления; А-2 – низкотемпературный абсорбер; Р-1,-2 – трехфазные разделители; Е-101, Е-104 – буферные емкости; Н-20, Н-20а – насосы газового конденсата; М – подаваемый метанол высокой концентрации; ВМР – отработанный метанол.

Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема подготовки газа, газового конденсата на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ

Пластовая газожидкостная смесь, включающая в себя сырой газ, выпавший в жидкую фазу газовый конденсат, в том числе выносимый с призабойной зоны эксплуатационных скважин ретроградный конденсат, водометанольный раствор, включающий в себя пластовую, конденсационную воду и поданный для предупреждения гидратообразования метанол, поступает во входные сепараторы С-1.

Отсепарированный сырой газ далее поступает в газоперекачивающие агрегаты (ГПА) дожимной компрессорной станции (ДКС).

ДКС на УКПГ, применяющих для подготовки газа низкотемпературные процессы, выполняет две основные функции на УКПГ-1В: первая – обеспечение технологических процессов охлаждения газового потока в результате снижения его давления, создание высокого давления для нормальной технологической работы низкотемпературных абсорберов и турбодетандерных агрегатов (ТДА), вторая – для создания необходимого избыточного давления для дальнейшей подачи и транспорта газа от УКПГ в магистральном газопровод.

Наличие ГПА, повышающих давление газа на входе в УКПГ, позволяет снижать давление газа на узле входных газопроводов-шлейфов. Это обеспечивает необходимые перепады давления в системе «пласт-скважина-манифольд-газопровод системы сбора-входной сепаратор», обеспечивающие стабильную работу скважинного оборудования с высокими дебитами газа и выносом образующейся жидкости.

Конечно, снижение давления на входе в первичные сепараторы имеет свои пределы. При дальнейшем падении пластового давления необходимо менять сменные проточные части (СПЧ) ГПА, вводить вторые ступени компримирования на ДКС в целях увеличения общей степени сжатия для соблюдения необходимого перепада давления на УКПГ и давления на выходе с УКПГ.

При компримировании на ГПА газ нагревается, поэтому газ после сжатия направляется на охлаждение в аппараты воздушного охлаждения (АВО) ДКС.

Далее поток газа направляется в абсорберы «отдувки» метанола, где он контактирует с высококонцентрированным водометанольным раствором (ВМР), насыщаясь парами метанола для ингибирования гидратообразования на последующих участках технологических ниток УКПГ и частично осушаясь от паров воды.

Далее газ поступает в компрессор турбодетандерного агрегата (ТДА), где используется полезная работа охлаждаемого газа. Скомпримированный газ

охлаждается в АВО ВХ-1. При этом часть газа, отбираемая до или после ВХ-1, направляется в теплообменник «газ-жидкость» Т-2, где охлаждается через контакт с нестабильным конденсатом от куба низкотемпературного абсорбера А-2.

Оставшаяся часть газа поступает в теплообменник «газ-газ» Т-1, где охлаждается через контакт с осушенным газом от А-2.

Потоки от Т-1 и Т-2 объединяются и подвергаются сепарации от образовавшейся при охлаждении жидкости в промежуточном сепараторе С-3.

Далее газ охлаждается параллельно в турбине ТДА и на дросселе КРД-2 после чего поступает на противоточный контакт с поступающим на орошение низкотемпературного абсорбера А-2 конденсатом, образовавшимся при первичной сепарации в С-1, отделении от водометанольного раствора и частичной дегазации в Р-1 и охлажденным нестабильным конденсатом от куба абсорбера А-2 в теплообменнике «жидкость-жидкость» Т-3.

Режим работы НТА с турбодетандером применяется в теплое время года, когда работы АВО ВХ-1 и дросселя КРД-2 недостаточно для обеспечения регламентного температурного уровня минус 32 ÷ минус 30 °С по причине высокой температуры окружающей среды.

Но естественное планомерное падение пластового давления по мере выработки продуктивной залежи месторождения приближает технологических режим работы оборудования к критическим нерасчетным параметрам, а в крайнем случае к невозможности дальнейшей эксплуатации.

Так существует критическое значение перепада давления потока газового конденсата между первичным разделителем Р-1 и абсорбером А-2. При его достижении в результате снижения пластового давления и, следовательно, давления на входных нитках газопроводов-шлейфов не обеспечивается подача газового конденсата на орошение массообменной секции А-2.

В результате для обеспечения необходимого перепада ранее приходилось поддерживать более низкое давление во входных сепараторах С-1 на определенном уровне.

Это приводило к снижению перепадов давления по скважинам и трубопроводам системы сбора при падении пластового давления. Отсутствие выноса выпадающей жидкости как с забоя скважин, так и с пониженных участков газопроводов-шлейфов приводило к более частым случаям «самозадавливания» скважин и образования жидкостных и гидратных пробок и, как следствие, вызывало нестабильную работу и даже остановку скважин, приводило к повышению перепада давлений и снижения температуры по трубопроводам системы сбора, что в свою очередь являлось причиной дополнительного расхода метанола.

В противном случае при отсутствии подачи орошения конденсатом абсорберов А-2 УКПГ-1В переходит на работу в режиме НТС, что естественно понижает эффективность работы и снижает извлечение целевых компонентов $C_{3+В}$.

Проведенный анализ состояния фонда скважин в период 2016-2019 гг. через сопоставление расчетных параметров работы скважин, обеспечивающих вынос жидкости, с фактическими параметрами показал, что в устойчивом режиме работало только 73 % от действующего фонда скважин. 7 % эксплуатационных скважин работало в режиме близком к критическому значению, а 20 % действующего фонда не удовлетворяло критерию, при котором обеспечивается устойчивый вынос жидкости.

В конечном итоге, к концу 2019 года при запуске эксплуатационного фонда после останова газового промысла на планово-предупредительный ремонт 7 скважин не было выведено на технологический режим, а по 11 скважинам приходилось проводить неоднократный отжиг скопившейся пластовой жидкости и скважинной продукции на горизонтальной факельной установке (ГФУ) для обеспечения их стабильной работы.

Для сравнения, в 2018 году количество подобных скважин составляло 3 и 5 соответственно. Указанная разница в количестве проблемных скважин говорит о достижении по ним за прошедший год критического перепада давления и, как следствие, дебита.

2. Насосное орошение конденсатом низкотемпературных абсорберов УКПГ-1В Ямбургского НГКМ

Для решения вышеописанных осложнений технологии подготовки газа и газового конденсата УКПГ-1В специалистами ООО «Газпром добыча Ямбург» совместно с проектными институтами ПАО «ЮжНИИгазпрогаз», ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» предложена и реализована строительством в 1 квартале 2020 года насосная орошения конденсатом абсорберов А-2 на УКПГ-1В, позволяющая поднять давление потока газового конденсата от первичных разделителей Р-1 до массообменной секции А-2. На принципиальной схеме УКПГ-1В (рисунок 1) насосная орошения конденсатом представлена буферной емкостью Е-104 и насосами Н-20а, которые обеспечивают сбор газового конденсата от первичных разделителей Р-1 технологических ниток подготовки газа и подачу через теплообменник Т-3 в массообменную секцию А-2.

В состав насосной подачи конденсата в абсорберы входит (см. рисунок 2):

- блок насосов Н-20а/1,2;
- емкость буферная Е-104.
- технологические трубопроводы обвязки Н-20а и Е-104, а также внутриплощадочные трубопроводы к (от) ЦПГ 1 и 2 очереди.

Насосный агрегат Н-20а является горизонтальным, герметичным, центробежного типа, состоит из двух последовательно соединенных насосов (секций), каждый с приводом от асинхронного, взрывозащищенного электродвигателя переменного тока мощностью 132 кВт каждый. В конструкции насоса применена магнитная муфта, сцепление ведомой и ведущей части муфты происходит под действием сил притяжения редкоземельных постоянных магнитов, расположенных под оболочками магнитных полумуфт. Благодаря магнитной связи полумуфт, осуществляется бесконтактная передача крутящего момента от двигателя на вал насоса. Охлаждение и смазка подшипников осуществляются перекачиваемым насосом конденсатом.

В объем контроля и управления блока Н-20а и Е-104 входит:

- отображение параметров (давление в коллекторе нагнетания насосов и трубопроводах конденсата к (от) ЦПГ-1,2, температура герметичного стакана насоса, давление и уровень в системе охлаждения насосов, уровень в Е-104 и др.);
- сигнализация состояния оборудования и отклонения технологических параметров от нормы (индикация дискретных параметров насосов);
- автоматическое управление насосами по параметрам насосов;
- алгоритмы регулирования.
- регулирование уровня в емкости Е-104.

Подключение системы к трубопроводам конденсата было выполнено через существующие задвижки Ду150 в ЦПГ 2-ой очереди и через новые шаровые краны Ду200 смонтированные на месте старого узла подключения ЦПГ 1-ой очереди.

Газовый конденсат от разделителей Р-1 I-й и II-й очереди по коллекторам Ду300 с давлением до 4,5 МПа проходит через узел защиты, где объединяется и по коллектору Ду400 поступает в буферную емкость Е-104 с рабочим объемом 40 м³ и давлением до 3,5 МПа, установленную между цехом сепарации газа 1-ой очереди (ЦСГ) и установки технологических емкостей (УТЕ), где производится

хранение метанола, дизельного топлива и газового конденсата. Избыточное давление в Е-104 через клапан-регулятор давления КРД510/2 сбрасывается в коллектор пассивного газа с концевой разделителя Р-2.

Из Е-104 по выходному коллектору Ду300 конденсат подается на всас центробежных насосов с магнитной муфтой Н-20а/1,2 марки НЦСГ-Е-120-500 производительностью 120 м³/час каждый. Производительность насоса регулируется частотным преобразователем в зависимости от уровня в емкости Е-104.

Для защиты рабочего колеса от крупных механических примесей на всасывающих патрубках насосов Н-20а/1,2 установлены У-образные сетчатые фильтры. Для регулирования давления на нагнетании насоса, а также уровня жидкости в Е-104 установлены два параллельных блока КРД-н1/1,2 со сбросом обратно во входной коллектор Ду400 перед Е-104. КРД-н1/2 регулирует уровень в емкости, открываясь для перепуска жидкости на вход в емкость при падении уровня в Е-104. КРД-н1/1 регулирует давление в нагнетательном трубопроводе Н-20а «до себя».

После насосов конденсат с давлением не более 6,6 МПа через клапан регулятор уровня в Е-104 КРУ-1 поступает в общий коллектор, после чего на узле защиты разделяется на коллектор Ду150 до ЦПГ-1 и коллектор Ду200 до ЦПГ-2. Далее газовый конденсат через узлы подключения в ЦПГ-1,2 подается обратно в линии конденсата от Р-1 к Т-3 и далее в А-2. Количество конденсата, подаваемого на орошение, задается оператором вручную, пропорционально расходу осушенного газа после каждого из абсорберов А-2.

При необходимости существующая схема позволяет перевести на насосное орошение оба цеха подготовки газа, либо только ЦПГ-2, т.к. в ЦПГ-1 возможность подавать конденсат на орошение А-2 под собственным давлением сохранится ещё длительное время, предпочтительно перевод осуществить в момент снижения давления в Р-1 ниже 4,5 МПа.

Для защиты от превышения давления в Е-104 выше разрешенного установлены ППК со сбросом в факельный коллектор. На коллекторах

конденсата установлены ППК, сброс в случае срабатывания осуществляется в линию аварийного сброса конденсата от А-2(р) в Е-1/1-4 УТЕ. В случае выполнения алгоритма САЗ давление с системы сбрасывается так же в линию сброса в Е-1/1-4 УТЕ.

3. Эффектообразующие результаты ввода насосной орошения конденсатом низкотемпературных абсорберов УКПГ-1В Ямбургского НГКМ

Ввод насосной орошения обеспечил нормальное протекание процесса ПНТА и в то же время позволил беспрепятственно снизить давление на входе в УКПГ газопроводов-шлейфов на 0,5 МПа, что привело к увеличению добычи по УКПГ-1В газа сепарации на 50÷75 тыс. м³/ч, а нестабильного конденсата на 5÷7 тонн/час.

Снижение давления газа на входе в УКПГ-1В газопроводов-шлейфов системы сбора газа от эксплуатационных скважин исключило преждевременное самозадавливание скважин с низкими устьевыми параметрами.

Также газовый конденсат «старого» и «нового» фонда стал перемешиваться в буферной емкости Е-104 перед их подачей насосами Н-20а на охлаждение и далее в А-2. В итоге температура помутнения смешенного потока конденсата стала около минус 45 °С, что исключило проблему выпадения парафинов в А-2 на постоянной основе.

Основным оборудованием в технологической схеме УКПГ-1В является низкотемпературный абсорбер А-2. Именно от эффективности работы данного аппарата в большей степени зависят качественные и количественные показатели получаемой продукции. Оптимизация термобарических условий эксплуатации НТА с точки зрения максимального извлечения целевых компонентов стала возможной после ввода насосной орошения, так как перестало быть необходимым поддержание минимального перепада между первичными

разделителями Р-1 и абсорберами А-2, необходимого для подачи конденсата на орошение.

Для исследования эффективности работы низкотемпературных абсорберов А-2 и определения их оптимальных технологических параметров работы была выполнена серия расчетов с использованием расчётной модели одной технологической нитки УКПГ-1В.

Адаптация данной модели производилась с использованием фактических параметров работы аппаратов, химического анализа проб газа, нестабильного конденсата, ВМР, фактических расходов газа и конденсата [4,5].

В процессе итерационных расчетов были получены КФС технологических потоков по УКПГ-1В, которые с определенной точностью соответствуют фактическому материальному балансу УКПГ.

При нахождении возможных областей регулирования режимных параметров процесса НТА был выявлен ряд ограничений. Так температурный режим НТА часто ограничивается высокой температурой помутнения НК (минус 33 ÷ минус 31 °С), т.е. существует вероятность образования отложений парафинов в массообменной секции абсорбера А-2. Низкие значения температуры приводят также к увеличению содержания в НК газа дегазации и необходимостью его последующей утилизации. Существует также и ограничение минимально допустимых рабочих температур для материала исполнения хладостойких коллекторов на выходе осушенного газа от А-2 (до минус 32 °С). Поэтому, для исследования эффективности работы абсорбера А-2 были приняты температурные режимы: минус 34, минус 32 и минус 30 °С.

Анализ эффективности работы НТА проводился по следующим критериям: удельный выход нестабильного конденсата с УКПГ, удельное извлечение фракции С₁-С₂ в НК, удельное извлечение целевых фракций С₃-С₄ и С_{5+В} в НК и их остаточное содержание в газе сепарации после НТА.

В первой серии расчетов определялось влияние температуры и давления в низкотемпературных абсорберах А-2 1-ой очереди УКПГ-1В на удельный выход нестабильного конденсата (НК) с разделителя второй ступени Р-2 и его

фракционный состав. Результаты расчетов удельного выхода НК показаны на рисунке 2, из которого следует, что повышения удельного выхода НК относительно фактического текущего (при давлении 3,75 МПа и температуре минус 32 °С в А-2) можно достичь либо понижением температуры НТА, либо повышением давления в НТА. Максимальный возможный выход НК на 1 очереди достигается при давлении в абсорбере на уровне 4,75 МПа. Повышение давления абсорбции газа с 3,75 до 4,75 МПа при фактической температуре процесса минус 32 °С позволяет увеличить удельный выход НК с 92,53 до 94,24 г/м³. Суммарно оба фактора - повышение давления с 3,75 до 4,75 МПа и снижение температуры с минус 32 до минус 34 °С - позволяют увеличить выход НК на 1-ой очереди до 96,91 г/м³ (на 4,7 %).

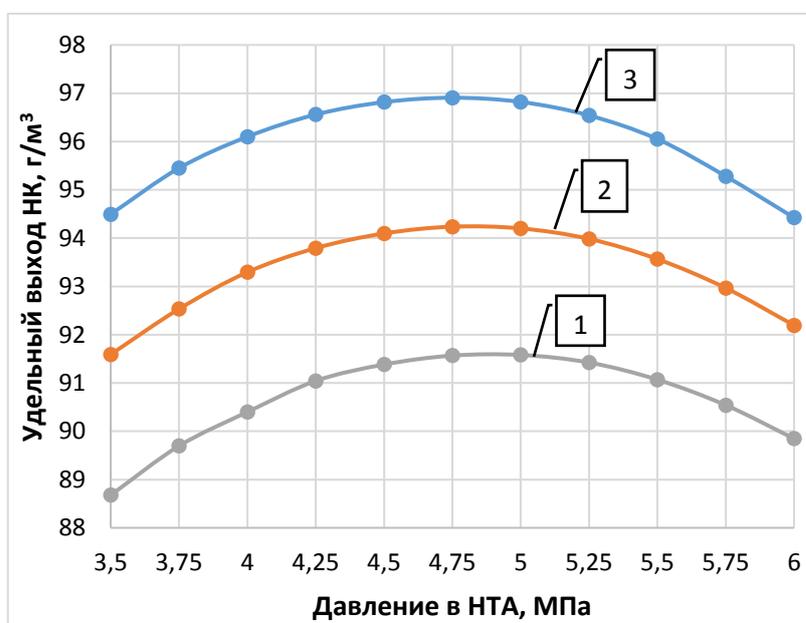


Рисунок 2 – Зависимость удельного выхода НК на 1 очереди УКПГ-1В от термобарических параметров в НТА (расчётные кривые удельного выход НК при температуре процесса: 1 - минус 30 °С, 2 - минус 32 °С, 3 - минус 34 °С)

На рисунке 3 представлены результаты расчётов зависимостей удельного извлечения углеводородов фракций С₁-С₂ и С₃-С₄ из потока газа в нестабильный конденсат от термобарических параметров в НТА.

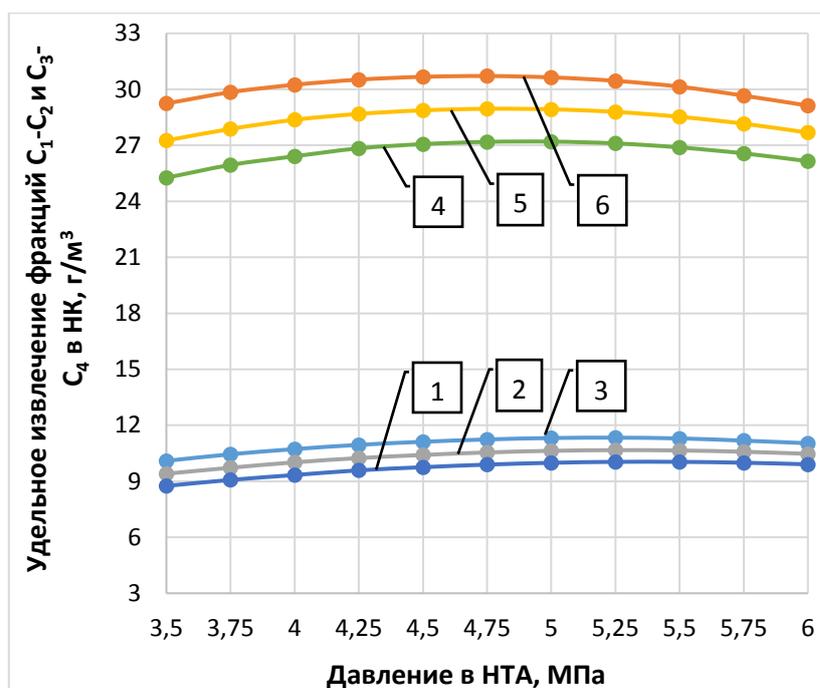


Рисунок 3 – Зависимости удельного извлечения фракций C_1-C_2 и C_3-C_4 в НК на 1 очереди УКПГ-1В от термобарических параметров в НТА (расчётные кривые: удельное извлечение C_1-C_2 в НК при температуре процесса 1 - минус 30 °С; 2 - минус 32 °С; 3 - минус 34 °С; удельное извлечение C_3-C_4 в НК при температуре процесса 4 - минус 30 °С; 5 - минус 32 °С; 6 - минус 34 °С)

Анализ зависимостей рисунка 3 показывает:

- массовое содержание углеводородов C_1-C_2 в нестабильном конденсате имеет тенденцию к возрастанию с повышением давления до 5,25 МПа и при снижении температуры;

- графики зависимости извлечения фракции C_3-C_4 при трёх исследованных температурных режимах имеют слабо выраженный максимум приблизительно при одном и том же значении давления (около 4,75 МПа);

- максимально возможное извлечение углеводородных компонентов C_3-C_4 в НК по 1 очереди при фактическом температурном режиме (минус 32 °С) составляет 28,96 г/м³, при этом увеличение относительно фактического режима (давление 3,75 МПа, температура минус 32 °С) составляет 1,08 г/м³. При снижении температуры до минус 34 °С дополнительно увеличивается выход C_3-C_4 на 1,75 г/м³ и составляет 30,71 г/м³.

Графики зависимостей на рисунке 2 и 3 показывают, что увеличение давления выше 4,75 МПа приводит к росту содержания низкокипящих углеводородов и снижению извлечения как целевых компонентов, так и всего НК. Поэтому режимы работы низкотемпературных абсорберов 1 очереди УКПГ-1В с давлением выше 4,75 МПа не могут быть рекомендованы для практического применения.

На рисунке 4 представлена зависимость удельного извлечения фракции C_{5+B} в НК от давления и температуры в НТА. С понижением температуры увеличивается извлечение данной группы УВ компонентов. При этом повышение давления выше текущего значения оказывает отрицательное влияние на извлечение C_{5+B} из газа в НК и приводит к уносу этих УВ с газом сепарации. При фактической температуре процесса НТА (минус 32 °С) с увеличением давления выше фактического (3,75 МПа) до давления максимальной конденсации C_3-C_4 (4,75 МПа) происходит снижение выхода фракции C_{5+B} всего на 0,26 г/м³ (с 53,20 до 52,94 г/м³), что ощутимо меньше прироста фракции C_3-C_4 при аналогичных условиях.

С точки зрения извлечения фракции C_{5+B} фактически текущий режим работы НТА является более предпочтительным, однако КФС нестабильного конденсата, получаемого на промышленных установках, не ограничивается компонентами C_{5+B} и состоит также из более лёгких фракций. Поэтому оптимальные режимные параметры должны приниматься из условия наиболее полного общего извлечения всего НК при его однофазном транспорте с УКПГ-1В. Т.е. повышение давления в НТА до уровня максимального извлечения пропан-бутановой фракции вполне целесообразно, несмотря на снижение содержания C_{5+B} в НК, а данное давление может считаться оптимальным режимом процесса низкотемпературной абсорбции.

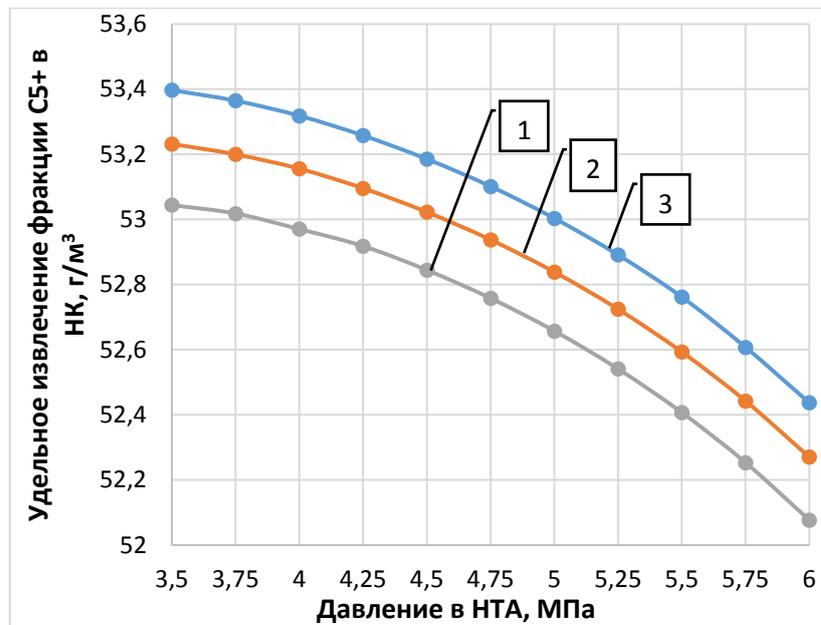


Рисунок 4 – Зависимости удельного извлечения фракции C_{5+B} в НК от термобарических параметров в НТА (расчётные кривые: удельное извлечения C_{5+B} в НК при температуре процесса 1 - минус 30 °C; 2 - минус 32 °C; 3 - минус 34 °C)

Аналогично были произведены расчеты для 2-ой очереди УКПГ-1В, где исходным сырьем является пластовая газожидкостная смесь, поступающая из скважин «старого» фонда и характеризующаяся более лёгким составом.

Для состава газа, проходящего обработку на 2-ой очереди УКПГ-1В, давлением в НТА, при котором достигается максимальный выход нестабильного конденсата, является значение 4,5 МПа (рисунок 5). Абсорбция газа при таком давлении позволяет достигать удельного выхода НК на рассмотренных температурных режимах процесса минус 30 °C, минус 32 °C и минус 34 °C – 95,51 г/м³, 98,19 г/м³ и 100,73 г/м³ соответственно. Текущий (фактический) режим низкотемпературной абсорбции на 2-ой очереди происходит при давлении в А-2 на уровне 3,85 МПа и температуре минус 32 °C, при котором удельный выход НК с разделителей второй ступени Р-2 составляет 97,31 г/м³. Таким образом, лишь за счёт повышения давления в НТА до 4,5 МПа возможно увеличить выход НК на 2-ой очереди на 0,88 г/м³. Со снижением температуры процесса НТА до минус 34 °C прирост НК составит 3,42 г/м³ или 3,5 %.

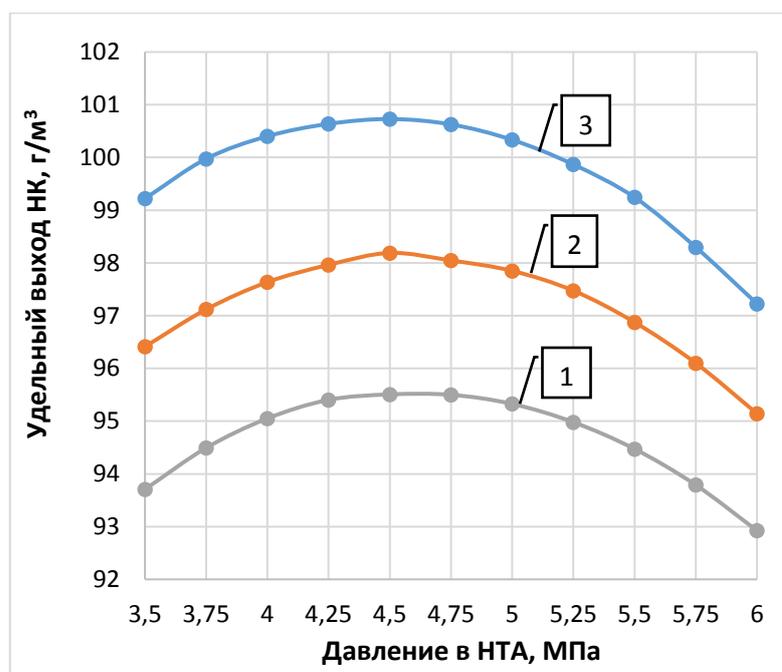


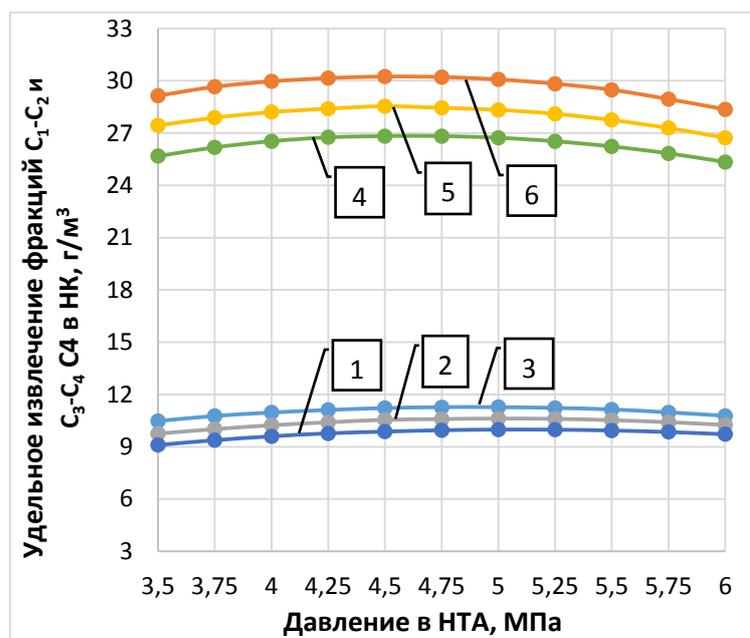
Рисунок 5 – Зависимость удельного выхода НК на 2 очереди УКПГ-1В от термобарических параметров в НТА (расчётные кривые удельного выход НК при температуре процесса: 1 - минус 30 °С, 2 - минус 32 °С, 3 - минус 34 °С)

На рисунках 6 и 7 представлены результаты абсорбции отдельных фракций НК 2-ой очереди в зависимости от термобарических условий в НТА, из которых можно выделить следующее:

- содержание лёгких компонентов в НК увеличивается с ростом давления в НТА выше текущего и имеет слабо выраженный максимум при давлении 5 МПа. При фактической температуре процесса данное увеличение составляет 0,61 г/м³;

- фактический режим работы абсорберов А-2 (давление 3,85 МПа и температура минус 32 °С), не обеспечивает максимальное извлечение фракции С₃-С₄ в НК и составляет 28 г/м³. Как видно из графика на рисунке 6, максимальное давление извлечения С₃-С₄ находится около значения 4,5 МПа. Увеличение давления с 3,85 до 4,5 МПа при фактической температуре процесса минус 32 °С позволяет увеличить выход С₃-С₄ на 0,55 г/м³, а дополнительное снижение температуры до минус 34 °С суммарно увеличит данный показатель на 2,15 г/м³;

- суммарное извлечение высококипящих компонентов C5+В возрастает (рисунок 7) при снижении температуры и уменьшается с ростом давления выше текущего. Снижение данного параметра с ростом давления в НТА от 3,85 МПа до давления 4,5 МПа (давление максимальной конденсации C₃-C₄) составляет 0,16 г/м³.



расчётные кривые: удельное извлечение C₁-C₂ в НК при температуре процесса 1 - минус 30 °С; 2 - минус 32 °С; 3 - минус 34 °С; удельное извлечение C₃-C₄ в НК при температуре процесса 4 - минус 30 °С; 5 - минус 32 °С; 6 - минус 34 °С

Рисунок 6 – Зависимости удельного извлечения фракций C₁-C₂ и C₃-C₄ в НК на 2 очереди УКПГ-1В от термобарических параметров в НТА

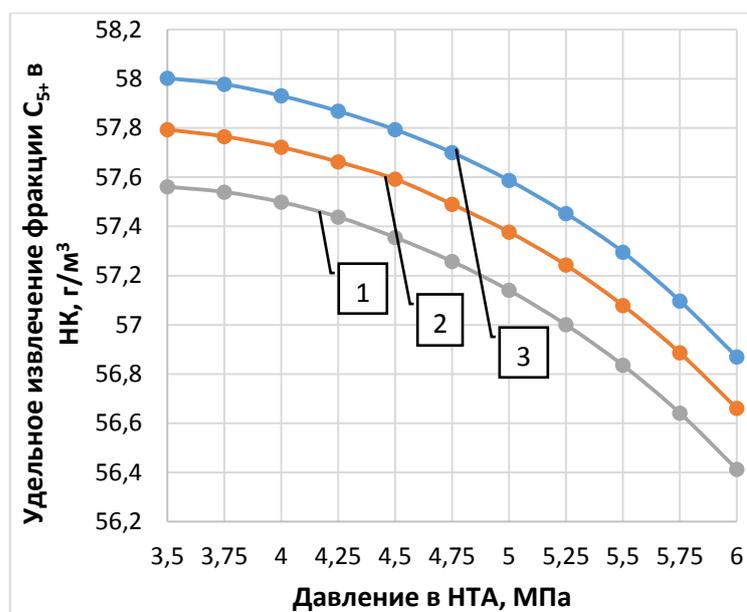


Рисунок 7 – Зависимости удельного извлечения фракции C₅₊ в НК на 2 очереди УКПГ-1В от термобарических параметров в НТА (расчётные кривые: удельное извлечения C_{5+В} НК при температуре процесса 1 - минус 30 °С; 2 - минус 32 °С; 3 - минус 34 °С)

Полученные результаты по 2-ой очереди показывают, что отрицательное влияние повышения давления в А-2 выше текущего на извлечение C_{5+В}, как и на первой очереди, нивелируется общим приростом НК и целевой фракции C_{3-С4}. Таким образом за оптимальное давление в низкотемпературных абсорберах 2-ой очереди УКПГ-1В можно принять давление близкое к 4,5 МПа.

На следующем этапе были выполнены расчёты выхода товарной продукции для трёх режимов (таблица 1): фактического режима работы низкотемпературных абсорберов (давление 3,75 МПа, температура минус 32 °С для 1-ой очереди и давление 3,85 МПа, температура минус 32 °С для 2-ой), оптимального режима по давлению и фактическому по температуре (давление 4,75 МПа, температура минус 32 °С для 1-ой очереди и давление 4,5 МПа, температура минус 32 °С для 2-ой) и оптимального режима по давлению и температуре (давление 4,75 МПа, температура минус 34 °С для 1-ой очереди и давление 4,5 МПа, температура минус 34 °С для 2-ой) при постоянных значениях температуры и давления в разделителях второй ступени Р-2 и буферной ёмкости товарного конденсата Е-101. При этом для практического применения

полученных результатов, удельные значения анализировались относительно расхода общего товарного газа.

Таблица 1 – Результаты расчётов параметров товарного НК УКПГ-1В и количества газа дегазации с разделителей Р-2 и Е-101 для фактических и оптимальных режимов работы НТА

Режимы работы А-2	Параметры					
	Удельный выход НК, г/м ³	Удельное извлечение С ₁ -С ₂ в НК, г/м ³	Удельное извлечение С ₃ -С ₄ в НК, г/м ³	Удельное извлечение С _{5+В} в НК, г/м ³	Общий товарный НК по УКПГ-1В, т/час	Количество газа дегазации, тыс.м ³ /час
Фактический	99,33	9,73	29,25	58,72	147,15	15,45
Оптимальный по давлению	100,71	10,35	30,10	58,57	149,07	22,62
Оптимальный по давлению и температуре	103,64	11,09	31,93	58,86	153,16	25,20

Как видно из таблицы 1 оптимальные давления процесса НТА при фактической температуре позволяют увеличить удельный выход товарного НК на 1,38 г/м³ или на 1,92 т/час, по сравнению с текущими фактическими режимами НТА. Данный результат достигается за счёт дополнительного извлечения С₃-С₄ и газовых компонентов С₁-С₂. Со снижением температуры до минус 34 °С удельный выход товарного НК увеличивается ещё на 2,93 г/м³ или на 4,09 т/час, при этом отрицательная динамика извлечения С_{5+В} при повышении давления абсорбции компенсируется снижением температуры процесса и остаётся на прежнем уровне. Так как на УКПГ-1В товарным продуктом является нестабильный конденсат, а не дезтанизированный, то наличие лёгких компонентов С₁-С₂ допустимо, при условии однофазного транспорта НК по конденсатопроводу от УКПГ до ЗПКТ.

Выводы

В результате ввода насосной орошения было снижено давление на входе газопроводов-шлейфов в УКПГ, что привело к увеличению добычи газа и нестабильного конденсата и более стабильной работе эксплуатационных скважин и системы сбора газа.

Повышение удельного выхода НК относительно фактического (текущего) режима можно достичь либо понижением температуры НТА, либо повышением давления в НТА, либо снижением температуры в трехфазных разделителях Р-2. Однако на УКПГ-1В технология ПНТА имеет ряд ограничений [3], связанных с температурой в А-2, что отмечалось ранее. Поэтому температурный режим работы низкотемпературных абсорберов ограничивается минимально допустимой минус 32 °С.

Оптимальное давление процесса НТА имеет различные значения на 1-ой и 2-ой очереди. Данный факт обуславливается различием исходных составов сырьевых потоков, поступающих со скважин «старого» и «нового» фонда. Несмотря на снижение извлечения фракции $C_{5+В}$ при повышении давления выше фактического текущего, оптимальным давлением в НТА является уровень максимального давления конденсации фракции C_3-C_4 . Для 1-ой очереди оно составляет 4,75 МПа, для 2-ой - 4,5 МПа. Увеличение давления с 3,75 до 4,75 и снижение температуры с минус 32 до минус 34 °С позволяет увеличить удельный выход нестабильного конденсата по 1-ой очереди на 3,8 % (или на 3,57 г/м³) и повысить извлечение фракции C_3-C_4 в НК на 10,1 % (или на 2,83 г/м³). Для 2-ой очереди повышение давления с 3,85 до 4,50 МПа и снижение температуры с минус 32 до минус 34 °С позволяет увеличить удельный выход нестабильного конденсата на 3,5 % (или на 3,40 г/м³) и повысить извлечение фракции C_3-C_4 в НК на 7,6 % (или на 2,15 г/м³). Общий эффект от работы А-2х на 1-ой и 2-ой очереди в области оптимальных термобарических условиях увеличивает удельный выход нестабильного конденсата по установке на 4,31 г/м³.

Список использованной литературы

1. Прокопов А.В., Кубанов А.Н., Истомин В.А., Федулов Д.М., Цацулина Т.С. «Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений» // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015. - №3 (23) – с.100-108.
2. Прокопов А.В., Истомин В.А. «Абсорбционные технологии промышленной подготовки газоконденсатных газов» // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», Актуальные проблемы добычи газа, М: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016. - №2 (26) – с.165-173.
3. Прокопов А.В., Истомин В.А., Федулов Д.М. «Выделение углеводородов С₃+В из газоконденсатной смеси при промышленной подготовке пластового флюида» // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов, М: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016. - №4 (28) – с.202-206.
4. Кабанов О.П. Методология создания адекватной технологической модели газоконденсатного промысла на основе результатов комплексного моделирования / Кабанов О.П., Касперович А.Г., Рычков Д.А., Омельченко О.А. // Наука и техника в газовой промышленности. - М.: ООО «ИРЦ Газпром» - 2006. - С. 30-36.
5. Нестеренко А.Н. Практический опыт, проблемы и пути совершенствования методов определения и прогноза составов добываемого сырья газоконденсатных месторождений для адекватного моделирования его промышленной подготовки, транспорта и переработки. Касперович А.Г., Омельченко О.А., Рычков Д.А., Якушенко Е.А. // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов, М: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016. - №4 (28) – С.27-36.