УДК: 622.245.422.4; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2026-3.06
https://orcid.org/0000-0002-6977-9169
https://orcid.org/0000-0003-1962-096
https://orcid.org/0009-0003-8291-8009

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АМАНГЕЛЬДЫ В ЛЕТНЕЕ ВРЕМЯ ГОДА

М.Ж. СЕКСЕНБАЙ,
кандидат технических наук,
ассоциированный
профессор,
seksenbay1961@gmail.com

Ю.А. ДАРИБАЕВ,
заслуженный работник
нефтегазовой отрасли РК,
nur920318@mail.ru

Э.А. АЛМАХАНОВА,
старший преподаватель,
almahanova.e81@gmail.com

КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ВОДНОГО ХОЗЯЙСТВА И ИРРИГАЦИИ
Республика Казахстан, 080015, г. Тараз, ул. Сатпаева, 28

В статье приводится подробный анализ системы подготовки газа и конденсата на газоконденсатном месторождении «Амангелды». Выявлены недостатки существующей установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на месторождении. Установка подготовки газа, изготовленной американской компанией «Халибуртон», приводят к осложнениям, особенно в теплое время года. Анализ промысловой информации и литературных данных показал, что осложнения связаны из-за неполного выделения из потока газа углеводородного конденсата и влаги в летнее время в низкотемпературном сепараторе.

Предлагается использование пропановой-холодильной установки как один из вариантов повышения эффективности системы подготовки газа и конденсата в летнее время года. Данная установка предназначена для охлаждения пропана до -18°С и подачи жидкого пропана в теплообменник газ/пропан Е-1020 для обеспечения температуры продуктового газа необходимой для процесса низкотемпературной сепарации.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *газовый конденсат, входной сепаратор, трехфазный сепаратор, низкотемпературный сепаратор, точка росы, пропан-холодильная установка.*

ЖАЗ МЕЗГІЛІНДЕ АМАНГЕЛДІ КЕН ОРНЫНДА ГАЗ ЖӘНЕ КОНДЕНСАТ ДАЙЫНДАУ ЖҮЙЕСІН ЖЕТІЛДІРУ

М.Ж. СЕКСЕНБАЙ, техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, *seksenbay1961@gmail.com*
Ю.А. ДАРИБАЕВ, мұнай-газ саласының еңбек сіңірген қызметкері, *nur920318@mail.ru*
Э.А. АЛМАХАНОВА, аға оқытушы, *almahanova.e81@gmail.com*

ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ СУ ШАРУАШЫЛЫҒЫ ЖӘНЕ ИРРИГАЦИЯ УНИВЕРСИТЕТІ
Қазақстан Республикасы, 080015, Тараз қ., Сатпаев к., 28

Мақалада Амангелді газ конденсаты кен орнында газ бен конденсатты дайындау жүйесінің егжей-тегжейлі талдауы келтірілген. Американдық «Haliburton» компаниясы дайындаған газды кешенді дайындау қондырғысының жұмысында кемшіліктері анықталды, бұл кемшіліктер әсіресе жылы мезгілде асқынуларға алып келеді.

Кен орнының ақпараттары мен әдеби деректерді талдау барысында асқынулардың төмен температуралы сепараторда жазда газ ағынынан көмірсутек конденсаты мен ылғалдың толық бөлінбеуіне байланысты екенін көрсетті. Жылы мезгілде газ бен конденсатты дайындау жүйесінің тиімділігін арттырудың бір нұсқасы ретінде пропан-тоңазытқыш қондырғысын пайдалану ұсынылады. Пропан тоңазытқыш қондырғысы-пропанды -18 °С дейін салқындатуға және сұйық пропанды газ/пропан Е-1020 жылу алмастырғышына төмен температураны бөлу процесіне қажетті газ тәрізді өнімнің температурасын қамтамасыз етуге арналған.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *газды конденсат, кіріс сепараторы, үш фазалы сепаратор, төмен температуралы сепаратор, шық нүктесі, пропан-тоңазытқыш қондырғысы.*

IMPROVEMENT OF THE GAS AND CONDENSATE TREATMENT SYSTEM AT THE AMANGELDY FIELD IN THE SUMMER

M.Zh. SEKSENBAY, candidate of technical sciences, associate professor, *seksenbay1961@gmail.com*
Y.A. DARIBAYEV, honored worker of the oil and gas industry, *nur920318@mail.ru*
E.A. ALMAKHANOVA, senior lecturer, *almahanova.e81@gmail.com*

KAZAKH NATIONAL UNIVERSITY OF WATER MANAGEMENT AND IRRIGATION,
Republic of Kazakhstan, 080015, Taraz, Satpayev str., 28

The article provides a detailed analysis of the gas and condensate treatment system at the Amangeldy gas condensate field. The shortcomings of the existing integrated gas treatment plant at the field have been identified. The gas treatment plant manufactured by the American company Haliburton leads to complications, especially in the warmer months.

Analysis of field information and literature data has shown that complications are associated with incomplete separation of hydrocarbon condensate and moisture from the gas stream in the summer in a low-temperature separator. It is proposed to use a propane refrigeration unit as one of the options for improving the efficiency of the gas and condensate treatment system in the summer. This unit is designed to cool propane to -18 °C and supply liquid propane to the gas/propane E-1020 heat exchanger to ensure the temperature of the product gas required for the low-temperature separation process.

KEYWORDS: *gas condensate, inlet separator, three-phase separator, low temperature separator, dew point, propane-refrigeration unit.*

Введение. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) на Амангельдинском газоконденсатном месторождении подготовлена американской корпоративной компанией «Халибуртон», а оборудование УКПГ предназначено для очистки, осушки и подготовки природного газа на месторождения по содержанию воды и тяжелых углеводородов, то есть перед его подачей в газопровод, а также для стабилизации углеводородного конденсата перед отправлением с объекта.

Особенностью технологического оборудования на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) является то, что на сепараторах установлено дополнительное оборудование (отражатель) против движения потока газа-жидкости. Все вышеперечисленные ниже методы повышают эффективность сепараторов:

-поток жидкости попадая в отражатель (отражатель) прилипает к отражателю и стекает на дно сепаратора, а поток газа предварительно очищается от потока жидкости и стремится выйти наверх.

- газ, выходящий из сепараторов, дополнительно очищается от жидкости и тяжелых углеводородов и проходит через каплеуловитель, что создает благоприятные условия для работы технологического оборудования для разделения газа.

- защищают стенки сепаратора от прямого воздействия газо-жидкостного потока, что продлевает срок службы технологического оборудования (сепаратора).

- для полной очистки, подготовки и повышения эффективности газовых жидкостей на технологическом оборудовании диэтиленгликоль вводится в газо-жидкостный поток с распылением в виде тумана.

-происходит охлаждение потока газа из скважины в теплообменниках газ-конденсат и газ-газ, нагревается холодный газ и конденсат в низкотемпературном сепараторе.

-в дроссельной заслонке Джоуля-Томсона поток газа охлаждается [1].

Материалы и методы исследования

Поток газо-жидкостной смеси очищается от жидкости во входном сепараторе S-201 (S-301). Для предотвращения образования гидрата, вводится 75% раствор (диэтиленглюколь) ДЭГа, поглощающего конденсированную влагу в каждый поток теплообменника перед охлаждением через распылитель в трубопроводное пространство теплообменника в виде густого тумана. Конструкция и место установки распылителя обеспечивают минимальное количество гидрата, образующегося в трубном пространстве теплообменника. На линии впрыска раствора ДЭГ для предотвращения обратного потока установлен обратный клапан, а также на линии установлена разъединительная и сливная арматура. Для определения количества распыленного 75% раствора ДЭГ на входе двух теплообменников установлен индикатор расхода FI-202/302 и FI-203/303.

Затем поток газа из скважины последовательно охлаждается в теплообменниках газ-конденсат E-202/E-302 и газ-газ E-203/E-303, а газ и конденсат из низкотемпературного сепаратора S-204/S-304 нагреваются.

После теплообменников поток охлажденного газа разделяется на две части: одна (основная) система управления PCV-203A / PCV-303A дросселируется на дросселе Джоуль-Томсона (дроссельная заслонка), а другая подается на эжектор C-121A/C-121B в качестве активного газа, при прохождении через эжектор газ дросселирует-

ся, струя газа дросселируется дополнительно, при этом проходящая через эжектор активная газовая энергия захватывает газ из трехфазных сепараторов S-206 / S-306 к общему потоку, откачивая газ, выделяющийся из конденсата во втором трехфазном сепараторе. Это связано с тем, что во втором трехфазном сепараторе давление газа ниже, чем в низкотемпературном сепараторе, потому что во втором трехфазном сепараторе газ из нестабильного конденсата отделяется от смеси жидкость - диэтиленгликоль и конденсат за счет снижения давления в зависимости от плотности диэтиленгликоль находится внизу, сверху конденсат, на самом верху – газ.

Оба охлажденных газовых потока снова перемешиваются, к ним добавляются газы, выделенные из первого трехфазного сепаратора S-205/S-305, смесь диэтиленгликоля подается в низкотемпературный сепаратор S-204 /S-304.

Конденсированная жидкость из охлажденного газа после очистки от влаги на сепараторе S-204/S-304, газовый поток нагревается в теплообменнике газ-газ E-203(E-303) в качестве обратного потока и подается в систему подогревателя товарного газа E-1601.

Теплообменник газ-газ E-203/303 предназначен для полного охлаждения потока газа из скважины за счет теплообмена холодным потоком товарного газа из низкотемпературного сепаратора (НТС). Кроме того, этот теплообменник, PCV-203/303, используется для регулирования температуры газа, выходящего из дроссельного клапана Джоуль-Томсона (PCV-203/303. Дроссельный клапан Джоуля-Томсона регулирует температуру в низкотемпературном сепараторе S-204/304, поддерживая температуру охлаждения потока газа, подаваемого на вход дроссельной заслонки.

В рекуперативном лежачем теплообменнике газ/газ E-203/303 холодный газ из НТС нагревается за счет поступающего теплого газа из скважины, а поступающий теплый газ из скважины охлаждается за счет холодного газа из НТС. Охлаждаемый газ подается в трубное пространство, а нагреваемый – в межтрубное пространство [2,3].

Рекуперативный горизонтальный теплообменник газ-газ E-203/303, обеспечивает равномерное поддержание необходимой температуры в НТС S-204/304 по контуру кольцевой трубы. Этот процесс контролируется с помощью регулятора температуры TIC-203, который управляет двумя клапанами управления TCV-203A/303A и TCV-203B/303B. Если необходимо снизить температуру S-204/304 НТС без снижения давления, необходимо изменить настройку регулятора температуры TIC-203 (TCV203B/303B путем закрытия-открытия), чтобы уменьшить поток газа через обход. Кроме того, большое количество холодного товарного газа попадает в межтрубное пространство, и в результате процесса теплообмена температура поступающего из скважины газа снижается, а температура газа выходящего из низкотемпературной сепаратора, повышается. Подготовленный товарный газ, нагретый на теплообменнике газ-терминол E-1601, подается на магистральный газопровод через газоизмерительный узел.

Жидкость, выделенная во входном сепараторе S-201 (S-301), собирается в нижней части входного сепаратора S-201 (S-301).

В первом трехфазном разъединителе S-201/S-301 выделенная жидкость делится на воду, конденсат, газ в зависимости от плотности, в первом трехфазном разъединителе S-205/S-305 выделяется газ из нестабильного конденсата за счет снижения

давления, жидкость делится на конденсат и воду, вода внизу, в зависимости от плотности, конденсат сверху, сверху располагается газ. Поскольку давление газа в первой трехфазном сепараторе выше давления в низкотемпературном сепараторе, выделенный в ней поток газа подается в низкотемпературный сепаратор. Уровни жидкости (водоконденсатная смесь, конденсата со смесью диэтиленгликоля, воды и конденсата, смеси диэтиленгликоля и конденсата) во входном сепараторе, низкотемпературном сепараторе, первом и втором трехфазных сепараторах поддерживаются на уровне ниже верхнего уровня и выше нижнего уровня с помощью поплавковым регулятором уровня LC и поплавковым клапаном регулятора уровня LCV. Если уровень жидкости выше высшего уровня, то жидкость уходит в газовую линию, а если ниже низнего уровня, то газ уходит в линию жидкости. Для этого необходимо поддерживать уровни в сепараторах в соответствии с требованиями. Поплавковый регулятор уровня LC и поплавковым клапаном регулятора уровня LCV изготовлены из полимеров и откалиброваны для работы с углеводородным конденсатом.

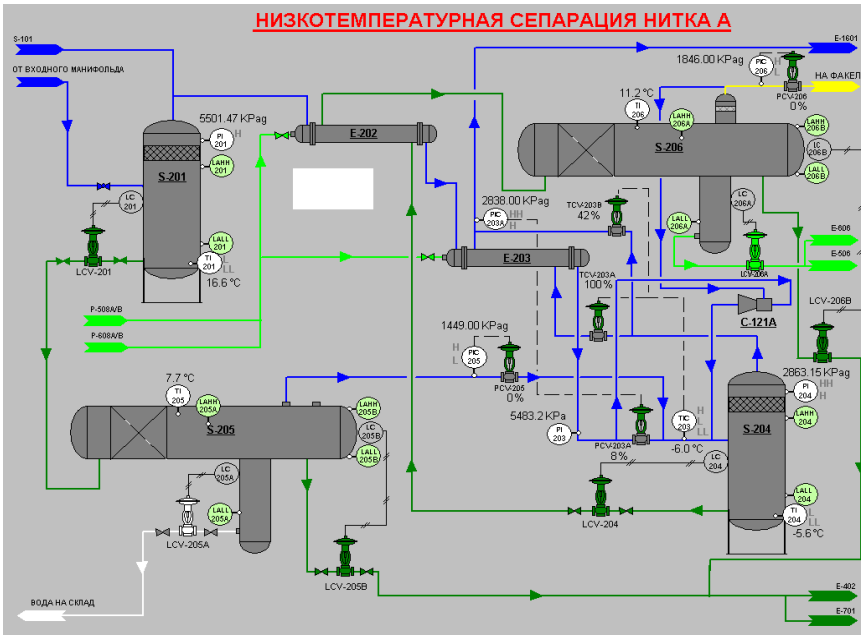

Рисунок 1 – **Низкотемпературный сепаратор, нитка А**

Выпускные и байпасные линии оснащены запорной арматурой, сепараторы оснащены сигнализаторами верхнего уровня LAHH и нижнего уровня LALL.

Когда уровень жидкости достигает верхнего положения, срабатывает сигнализатор верхнего уровня LAHH, при этом:

- на устройстве на экране оператора появится визуальное представление сигнала верхнего уровня смеси;
- включается звуковая и световая сирена.

В это время система жидкостей не будет работать в автоматическом режиме из-за неисправности, так как уровень жидкости будет выше верхнего уровня, жид-

кость попадет в поток газа, что является неприятным проявлением, в данном случае уровень жидкости регулируется вручную.

Т.е. обходная линия с задвижками позволяет вручную восстанавливать накопившуюся в сепараторах смесь, если регулятор уровня LC и/или клапан управления уровнем LCV не работают. В этом случае основная рабочая линия отключается путем закрытия задвижки до и после регулятора уровня. Восстановление потока жидкости осуществляется через байпасную линию. Регулирование уровня жидкости в сепараторах производится задвижкой на байпасной линии. После устранения неисправности байпасная линия переключается на главную линию в обратном порядке.

Когда уровень жидкости достигает низкого уровня, срабатывает сигнализатор низкого уровня LSLL, при этом:

- на устройстве на экране оператора появится визуальное представление сигнала нижнего уровня смеси;
- включается звуковая и световая сирена.

В это время система жидкостей не будет работать в автоматическом режиме из-за неисправности, так как уровень жидкости будет ниже нижнего уровня, газ попадет в поток жидкости, что является неприятным проявлением, в данном случае уровень жидкости регулируется вручную [4,5]. Т.е. обходная линия с задвижками позволяет вручную восстанавливать накопившуюся в сепараторах смесь, если регулятор уровня LC и/или клапан управления уровнем LCV не работают. В этом случае основная рабочая линия отключается путем закрытия задвижки до и после регулятора уровня. Восстановление потока жидкости осуществляется через байпасную линию. Регулирование уровня жидкости в сепараторах производится задвижкой на байпасной линии. После устранения неисправности байпасная линия переключается на главную линию в обратном порядке.

Результаты и обсуждение

В настоящее время эксплуатация Амангельдинского газоконденсатного месторождения находится на стадии спада добычи газа и конденсата в связи с естественным истощением энергии пласта. Перепад давления в дросселе УКПГ «Амангельды» в летний период не позволяет охлаждать газ в низкотемпературном сепараторе до желаемой температуры разделения, что, в свою очередь, не позволяет готовить газ нужного качества (по влаге и жидким углеводородам). Соответственно, в низкотемпературном сепараторе промысла не обеспечивается полное отделение влаги от потока конденсата и газа, что приводит к засорению магистрального газопровода жидкостью и образованию в нем гидратов [6,7].

Пропановая холодильная установка установлена между теплообменниками газ/газ E-202/E-302 и низкотемпературыми сепараторами S-204/S-304, установлены (в одну линию) дополнительный рекуперативный теплообменник E-1000A/B и теплообменник газ/пропан E-1020 (*рисунок 2*).

Принципиальная технологическая схема УКПГ пропановой-холодильной установкой на Амангельдинском месторождении (– с пропановой холодильной установкой) приведена ниже.

Пропановая холодильная установка предназначена для охлаждения пропана до -18ºС и подачи жидкого пропана в теплообменник газ/пропан E-1020 для обе-

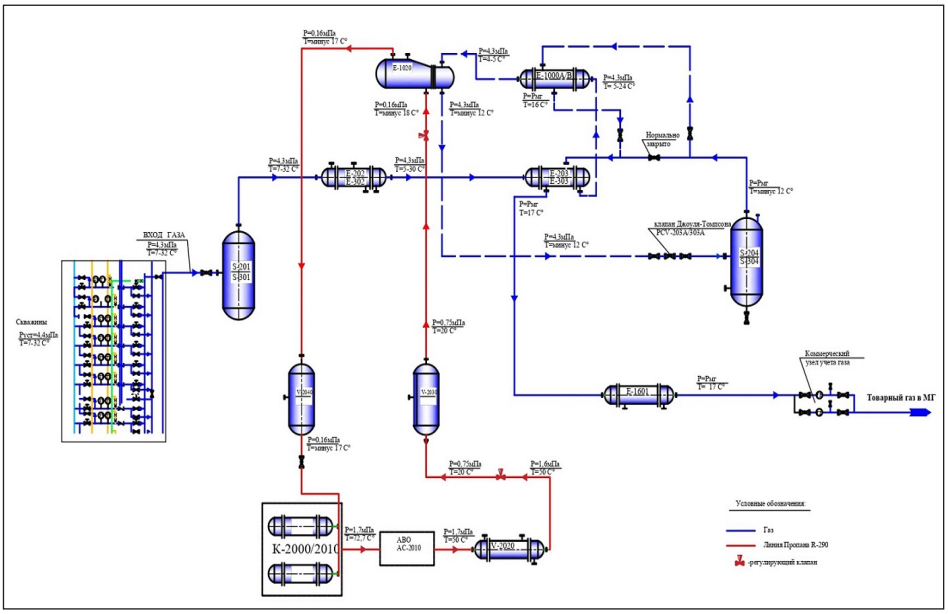

Рисунок 2 – **Принципиальная схема УКПГ в режиме работы с пропановой холодильной установкой**

спечения температуры продуктового газа, необходимой для процесса низкотемпературной сепарации. Данная система состоит из следующего оборудования:

Блок 65–1: Блок компрессоров К-2000/2010;

Блок 65–2: Блок скруббера, экономайзера и ресивера пропана;

Блок 65–3: Блок аппарата воздушного охлаждения (АВО) АС-2010.

В результате внедрения пропановой холодильной установки блок НТС имеет возможность работать в двух режимах:

1 режим (режим PCV) – предварительно охлажденный в рекуперативных теплообменниках газ поступает из теплообменника газ/газ на дроссельный клапан (PCV-203A/PCV-303A). На дросселе вследствие расширения входной газ охлаждается до заданной температуры.

2 режим (режим ПХУ) – предварительно охлажденный в рекуперативных теплообменниках (Е-202/Е-302/ Е-203/Е-303) газ поступает в дополнительные теплообменники Е-1000А/В, в которых происходит теплообмен с газовым потоком, выходящим из низкотемпературного сепаратора S-204/304. В теплообменнике газ/пропан Е-1020 вследствие испарения хладагента пропана R290 входной газ охлаждается до заданной температуры. В режиме ПХУ впрыск диэтиленгликоля в поток входного газа также осуществляется в теплообменнике газ/газ (Е-1000А/В) и в теплообменнике газ/пропан (Е-1020).

При эксплуатации НТС в режиме ПХУ газ выветривания направляется в систему топливного газа.

Цикл охлаждения, испарения

В теплообменнике газ/пропан (Е-1020) происходит испарение пропана и тепло передается от технологической среды с более высокой температурой к хладагенту с

более низкой температурой (пропану R290), что приводит к смене фазы пропана с насыщенной жидкости к насыщенному пару. В то же самое время тепло, отданное от технологической жидкости, приводит к падению температуры продуктового газа до желаемой расчетной выходной температуры.

Пропан R290 подается на сторону кожуха (обечайки) теплообменника газ/пропан при температуре -18°C в виде насыщенной жидкости под низким давлением, а выходит со стороны кожуха испарителя при той же температуре в виде насыщенного пара.

Насыщенные пары пропана R290 выходят из кожуха теплообменника газ/пропан и попадают в демпферную емкость (скруббер V-2040), также называемую «аккумулятором всасывания». Основной функцией скруббера V-2040 является защита компрессора от попадания в него жидкости. Скруббер V-2040 позволяет проходить на всасывание компрессора только парам хладагента и значительно снижает вероятность попадания жидкости с паром на всасывание компрессора путем сепарации жидкости, которая может присутствовать в насыщенном паре пропана R290. Другой функцией скруббера V-2040 является обеспечение постоянного запаса пара пропана для подачи его на всасывание компрессора.

Сжатие

Пар пропана R290, который представляет собой 100% насыщенный пар при -17,4°C (1.6 бар абс.) из демпферной емкости подается на коллекторы всасывания винтового компрессора К-2000/2010. В процессе протекания в трубопроводах всасывания от демпферной емкости до всасывания компрессора поток пара поглощает тепло от окружения через трубопровод всасывания и становится перегретым паром (газом).

С другой стороны, вследствие потери давления в трубопроводе всасывания приблизительно на 0.5 бар давление пара снижается с давления насыщения в 2,1 бар абс. до 1,6 бар абс. на впуске компрессоров К-2000/2010.

На линии всасывания каждого компрессора установлен фильтр с сеткой из нержавеющей стали. Пары пропана проходят через фильтр-сетку всасывания, где посторонние частички захватываются и осаждаются, не допуская, таким образом, их попадания в компрессор. Пары хладогента – пропана R290 поступают в компрессор К-2000/2010 под давлением приблизительно 1,6 бар абс. и температуре -17.°C.

В винтовом компрессоре К-2000/2010 пары пропана под низким давлением сжимаются до давления 17 бар абс. и достигают температуры 72 °C.

Часть тепла при сжатии поглощается хладагентом, газом пропаном R290, во время цикла сжатия. Другая часть тепла сжатия поглощается смазочным маслом, используемым для смазывания компрессора. Основное тепло поглощается хладагентом, который впрыскивается в компрессор для поддержания температуры нагнетания и масла. Это смазочное масло, смешанное с газовым потоком, выбрасывается из компрессора в масляный сепаратор.

Сжатый и достигший высокого давления и высокой температуры газ с захваченным маслом выбрасывается из компрессора и подается на масляный сепаратор.

Поскольку компрессоры серии GL используют масло для охлаждения, уплотнения и смазывания, масло смешивается с газообразным хладагентом и должно

быть отделено от потока хладагента перед входом в остальную часть холодильной системы. В масляном сепараторе происходит процесс отделения масла от газа. Для отделения используется очень эффективная двухступенчатая конструкция маслоотделителя, которая удаляет почти все масло из хладагента. Первый этап удаляет более 99% увлеченного масла и действует в качестве резервуара для масляного насоса. Охлаждающий газ, смешанный с масляный туманом, отделяется на втором этапе. Второй этап использует коалесцирующие элементы для агломерации масляного тумана в капельки, которые накапливаются. Затем масло удаляется через линию из вторичной стороны маслоотделителя в порт на впускном сетчатом фильтре. Уровень возврата масла из вторичной стороны контролируется регулирующим клапаном игольчатого типа.

Конденсация

Перегретый пропан R290 под высоким давлением и при температуре 72 °С выходит из масляного сепаратора и, проходя через скруббер V-2040 в нижней его части, нагревая жидкую часть хладагента (для усиления парообразования хладагента), попадает в конденсатор АВО (АС2010). В конденсаторе перегретый пар пропана R290 сначала охлаждается до температуры конденсации насыщенного пара, равной 50°С, после чего начинается конденсация при постоянной температуре.

Для правильной работы системы давление конденсации в конденсаторе должно поддерживаться постоянным в предустановленном диапазоне для поддержания расчетных условий системы. Давление конденсации регулируется управлением частоты вращения вентилятора с помощью частотно-регулируемого привода (ЧРП) и последовательным включением и выключением вентиляторов. Сконденсировавшийся пропан R290 под высоким давлением поступает из конденсатора в ресивер жидкости высокого давления (ресивер пропана V2020). Ресивер пропана имеет объём, обеспечивающий хранение всей зарядки хладагента системы. Функцией ресивера жидкости высокого давления является сбор сжиженного хладагента для обеспечения необходимого резерва жидкого хладагента и гарантии переохлаждения жидкого хладагента и отсутствия в нем газа.

Расширение объема хладагента

Расширение хладагента происходит в две стадии в цикле охлаждения.

Первая стадия расширения происходит до экономайзера мгновенного испарения V-2030. Вторая стадия расширения происходит до теплообменника Е-1020.

Жидкий пропан (R290) под высоким давлением и при высокой температуре поступает от ресивера (V2020) высокого давления на экономайзер мгновенного испарения V-2030.

Целью установки экономайзера мгновенного испарения V-2030 является снижение потребляемой мощности компрессором, что представляет собой постоянную экономию энергии в течение всего срока службы холодильной системы. Перед входом в экономайзер мгновенного испарения жидкий пропан под высоким давлением и при высокой температуре проходит через управляющий клапан уровня жидкости LCV-2030.

Функцией управляющего клапана уровня жидкости LCV-2030 является контроль уровня жидкости в сосуде экономайзера мгновенного испарения V-2030

и действие в качестве устройства расширения путем снижения давления жидкого пропана с давления конденсации (давления ресивера) до промежуточного давления, которым является давление в сосуде экономайзера мгновенного испарения. Давление жидкого пропана снижается до 4.83 бар абс. Когда жидкий пропан под высоким давлением расширяется, то часть расширенной жидкости преобразуется в мгновенно испарившийся газ внутри экономайзера мгновенного испарения V-2030 [8,9].

Мгновенно испарившийся газ поступает из экономайзера мгновенного испарения V-2030 в порты экономайзера компрессора К2000/2010. Расширенный жидкий пропан в экономайзере мгновенного испарения V-2030 не переохлажден, а находится под промежуточным давлением насыщения, равным 4,83 бар абс. и температуре 0,6 °С.

Если газ экономайзера мгновенного испарения не используется, то мгновенно испарившийся газ добавляется к мгновенно испарившемуся газу в испарителе. В этом случае компрессору потребуется произвести больше работы для сжатия увеличенного объема мгновенно испарившегося газа от давления испарения до давления конденсации.

Использованием экономайзера мгновенного испарения компрессор выполняет меньше работы на этой ступени и сжимает мгновенно испарившийся газ, образовавшийся в экономайзере с промежуточного давления до давления конденсации.

Жидкий пропан R290, находящийся под промежуточным давлением в 4,83 бар абс., поступает из экономайзера мгновенного испарения V-2030 в испаритель теплообменник газ/пропан Е-1020. Перед входом в испаритель жидкий пропан проходит через устройство расширения LCV1020, которое понижает его давление и температуру до расчетных условий испарения, равных 2.62 бар абс. и -18°С соответственно [11,12].

После этого пропан под низким давлением и при низкой температуре поступает с выхода устройства расширения в испаритель Е-1020, где происходит процесс испарения, при котором пропан R290 поглощает тепло от технологической среды через трубы охладителя и меняет свою фазу на насыщенный пар. Результаты низкотемпературной сепарации с пропановой холодильной установкой в летнее время года приведены ниже.

Заключение и выводы

Проведенные исследования и мероприятия по совершенстованию процесса подготовки газа и конденсата на газоконденсатном месторождении «Амангельды» показали положительные результаты. Установлено, что перепад давления в дроссе-

Таблица 1 – **Параметры работы пропановой холодильной установки**

Месяцы	Апрель-Май	Май-Июнь	Июнь-Июль	Июль-Август	Август-Сентябрь	Сентябрь-Октябрь
Давление в т/о Е-1020, МПа	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Температура в т/о Е-1020 С	-8,6	-4,3	-1,9	-4,2	-7,2	-10,8
Давление в рессивере V-2020, МПа	1,5	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4
Температура в рессивере V-2020 С	40,5	45	44	39,6	40,5	37

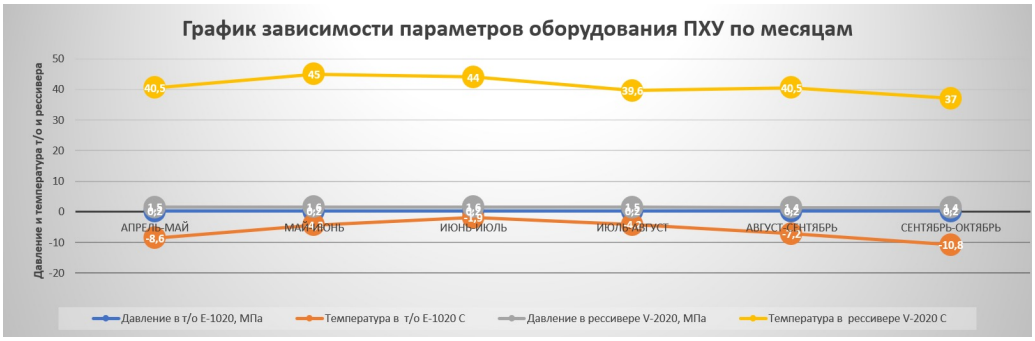

Рисунок 3 – **График зависимости работы пропановой холодильной установки**

ле УКПГ «Амангельды» в летний период не позволяет охлаждать газ в низкотемпературном сепараторе до желаемой температуры разделения, что в свою очередь не позволяет готовить газ нужного качества (по влаге и жидким углеводородам). Соответственно, в низкотемпературном сепараторе промысла не обеспечивается полное отделение влаги от потока конденсата и газа, что приводит к засорению магистрального газопровода жидкостью и образованию в нем гидратов.

Применение пропановой холодильной установки предназначенной для охлаждения пропана до -18ºС и подачи жидкого пропана в теплообменник газ/пропан Е-1020 для обеспечения температуры товарного газа необходимой для процесса низкотемпературной сепарации позволяет полное отделение влаги из газо-конденсатного потока, что защищает магистральный газопровод от засорения жидкостью и предотвращает образованию в нем гидратов.

ЛИТЕРАТУРА

1 М.Ж.Сексенбай, Ю. Ә. Дәрібаев, А. Д.О.Исаков Совершенствование технологии очистки ливневых и углеводородосодержащих сточных вод месторождения «Амангельды» Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, №2, 2025 (146). [M.Zh.Seksenbai, Yu. A. Daribayev, A.D.O.Isakov Improvement of the technology of treatment of stormwater and hydrocarbon-containing wastewater from the Amangeldy deposit Bulletin of the Oil and Gas Industry of Kazakhstan, No. 2, 2025 (146)].

2 Сексенбай М. Ж., Дарибаев Ю.А., Даниял Б. Газ өндірісінде химиялық реагенттерді қолдану. // Сб. трудов межд. науч.-техн. конф. «Основные тенденции развития энергетики и механики в условиях четвертой промышленной революции» (ТарГУ им. М. Х. Дулати, г. Тараз, Казахстан). – 2019. [Seksenbai M. Zh., Daribaev Yu.A., Daniyal B. Gas ondirisinde khimiyalyk reagentterdi koldan. // Collection of proceedings of the International Scientific and Technical conf. "The main trends in the development of energy and mechanics in the context of the Fourth Industrial Revolution" (M. H. Dulati TarSU, Taraz, Republic of Kazakhstan). – 2019].

3 Е. Назарбеков, Л. Нем, А. Ни. Проект нормативов предельно-допустимых сбросов ТОО «АмангельдыГаз» Тараз, 2021. ТОО «КЭСО Отан». [E. Nazarbekov, L. Nem, A. Ni. Draft standards for maximum permissible discharges of Amangeldygaz LLP Taraz, 2021. KESO Otan LLP].

4 Б. Бухбанов, К. Хамитов. Технологический регламент установки переработки нефти и газового конденсата типа УПН-100, г. Тараз, 2019 г. [B. Bukhbanov, K. Khamitov.

Technological regulations of the UPN-100 type oil and gas condensate processing unit, Taraz, 2019].

5 Отчет по подсчету запасов газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Амангельды (Жамбылская область, Казахстан) по состоянию на 01.01.2006 г.». Герштанский О.С., Чагай В.Г., Сарбуфина З.И., Пуписова Л.В. и др. АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2007. [Report on the calculation of reserves of gas, condensate and associated components of the Amangeldy deposit (Zhambyl region of the Republic of Kazakhstan) as of 01.01.2006." Gershtansky O.S., Chagai V.G., Sarbufina Z.I., Pupisova L.V. et al. JSC "NIPIneftegaz", Aktau, 2007].

6 Дарибаев Ю.А., Манапбаев Б.Ж., Дарибаев Н.Ю. Предупреждение и борьба с гидратообразованием при эксплуатации скважин месторождения Амангельды. // Сб. трудов межд. науч.-техн. конф. «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018» (Башкортостан, г.Октябрьский). – Уфа: Аркаим, 2018. [Daribaev Yu.A., Manapbaev B.Zh., Daribaev N.Yu. Prevention and control of hydrate formation during the operation of wells of the Amangeldy deposit. // Collection of proceedings of the International Scientific and Technical conf. "Modern technologies in the oil and gas industry – 2018" (Republic of Bashkortostan, Oktyabrsky). Ufa: Arkaim, 2018].

7 А. Бакбергенов, Д. Жетмеков, К. Абушахманов. Технологический регламент на установку комплексной подготовки газа с ПХУ, Тараз, 2019 г. [A. Bakbergenov, D. Zhetmekov, K. Abushakhmanov. Technological regulations for the installation of integrated gas treatment from the gas processing plant, Taraz, 2019].

8 Проект промышленной разработки месторождения Амангельды. Отчет по договору № 07-ДМ-28. Герштанский О.С., Апакаев Ж.А., Чагай В.Г., Пуписова Л.В. и др. АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2007. [The project of industrial development of the Amangeldy deposit. Report on the agreement No. 07-DM-28. Gershtansky O.S., Apakaev Zh.A., Chagai V.G., Pupisova L.V. and others. JSC NIPIneftegaz, Aktau, 2007].

9 О. С. Герштанский. Анализ разработки газоконденсатного месторождения Амангельды Актау, 2012. [O. S. Gershtansky. Analysis of the development of the Amangeldy gas condensate field Aktau, 2012].

10 Дарибаев Ю. А., Дарибаев Н.Ю. Усовершенствования системы подготовки газа на м-ии Амангельды. «XXIғасырдағы экология және адам өмірінің қауіпсіздігінің өзекті мәселелері» атты Халықаралық ғылыми-практикалық конференциясының материалдары, II-том, Тараз,2021.[Daribaev Yu. A. ,Daribaev N.Y. Improvements in the gas treatment system at the Amangeldy mine. "XXIgasyrdagy ecology zhane adam omirinin kauipsizdiginin ozekti maseleri" atta Halykaralyk gylym-praktik konferenciyasyn materials, Volume II, Taraz,2021].

11 Дарибаев Ю. А., Дарибаев Н.Ю. Повышение эффективности установки комплексной подготовки газа. «XXIғасырдағы экология және адам өмірінің қауіпсіздігінің өзекті мәселелері» атты Халықаралық ғылыми-практикалық конференциясының материалдары, II-том, Тараз,2021. [Daribaev Yu. A., Daribaev N.Y. Improving the efficiency of an integrated gas treatment plant. "XXIgasyrdagy ecology zhane adam omirinin kauipsizdiginin ozekti maseleri" atta Halykaralyk gylym-praktik konferenciyasyn materials, Volume II, Taraz,2021].

12 Авторский надзор за реализацией проекта промышленной разработки месторождения Амангельды по состоянию на 01.01.2011 г. Отчет по договору № 10-ДЗ-144. Герштанский О.С., Чагай В.Г., Пуписова Л.В. и др. АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2011. [Author's supervision over the implementation of the Amangeldy field industrial development project as of 01.01.2011. Report on the agreement No. 10-DZ-144. Gershtansky O.S., Chagai V.G., Pupisova L.V. and others. JSC NIPIneftegaz, Aktau, 2011].