

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – 21.04.01 Нефтегазовое
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Модернизация технологии подготовки газа на УКИГ МНГКМ в период компрессорной эксплуатации

УДК 622.279.8-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Голов Евгений Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – 21.04.01 Нефтегазовое
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Голову Евгению Сергеевичу

Тема работы:

Модернизация технологии подготовки газа на УКПГ МНГКМ в период компрессорной эксплуатации	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1641/с от 01.03.2019г

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, технически регламент установки подготовки газа, нормативные документы, проект разработки месторождения, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Влияние пластового давления на эффективность подготовки газа и конденсата 2. Технология низкотемпературной сепарации 3. Постановка задачи исследования 4. Объект и методы исследования

	5. Поддержание стабильного технологического режима низкотемпературного сепаратора в условиях падающего пластового давления 6. Результаты исследования и их обсуждения
Перечень графического материала	1. Действующая технологическая схема установки комплексной подготовки газа и конденсата 2. Моделирующая схема действующей установки комплексной подготовки газа и конденсата 3. Моделирующая схема предлагаемой установки комплексной подготовки газа и конденсата 4. Характеристика продуктов установки
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Иностранный язык	Гутарева Н.Ю.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Процесс низкотемпературной сепарации	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Голов Евгений Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Голов Евгений Сергеевич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРМ
Уровень образования	Магистр	Направление/ специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на приобретение, установку и годовое обслуживание дожимной компрессорной станции на Мыльджинском месторождении
Нормы и нормативы расходования ресурсов	СТО Газпром РД 1.12-096-2004
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Экономическое обоснование применения горизонтальной насосной установки, расчет стоимости покупки, монтажа и годового обслуживания ДКС

Перечень графического материала

1. Расчетные формулы

2. Таблицы:

- Оборудование для монтажа ДКС
- Амортизационные отчисления для оборудования ДКС
- Экономические затраты на монтаж установки
- Надбавки и доплаты к заработной плате работника
- Расчет заработной платы работников
- Расчет страховых взносов
- Стоимость эксплуатации оборудования в год

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Голов Е.С.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Голов Е.С.

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01. Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочая зона оператора ТУ на установке комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства.
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных факторов 2.2. Анализ выявленных опасных факторов	– отклонение показателей микроклимата в помещении; – запыленность рабочей зоны; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – превышение уровней электромагнитных излучений; – необходимые средства защиты от вредных факторов.
3. Экологическая безопасность	– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	– Перечислить возможные ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – Указать наиболее типичную ЧС; – Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Голов Е.С.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 127 с., 35 рис., 29 табл., 25 источников, 3 прил.

Ключевые слова: месторождение, природный газ, сепарация, осушка, товарный газ, точка росы, моделирование, unisim design, конденсат, степень извлечения, дожимная компрессорная станция.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – обеспечение стабильного технологического режима низкотемпературного сепаратора.

В процессе исследования проводились: моделирование технологической схемы существующей УКПГиК с помощью программного комплекса Unisim Design; исследование влияния снижения пластового давления на эффективность подготовки газа: точки росы товарного газа, выход стабильного конденсата и пропан-бутановой фракции.

В результате исследования установлено, что при падении давления на входе в УКПГ до 2МПа, доля метана в товарном газе уменьшается на 2.7%, а доля тяжелых компонентов наоборот возрастает (доля бутана возросла более чем в 2 раза, доля пентана в 4 раза, а доля гексана в 15 раз), что в свою очередь сильно ухудшает качество товарного газа.

Модернизированный режим предполагает повышение давления после первой ступени сепарации (путем ввода второй ступени компримирования) до 7950кПа, при котором в низкотемпературном сепараторе будет достигнуто давление максимальной конденсации.

Область применения: установка комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Экономическая эффективность: затраты на строительство составят 25650 тыс.руб., стоимость эксплуатации оборудования в год составит 16242 тыс.руб.

Обозначения и сокращения

ГПА – газоперекачивающий аппарат;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппараты;

МПП – модуль подготовки газа;

МГ – магистральный газопровод;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НТС – низкотемпературная сепарация;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

УКПГиК – установка комплексной подготовки газа и конденсата;

УДСК – установка деэтанзации и стабилизации конденсата;

УВ – углеводороды.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	11
1 Подготовка газа методом низкотемпературной сепарации	13
1.1 Факторы влияющие на процесс низкотемпературной сепарации..	14
1.1.1 Влияние давления.....	20
1.1.2 Влияние температуры	22
1.1.3 Влияние числа ступеней сепарации	22
1.1.4 Влияние состава сырья	22
2 Компримирование углеводородных газов	24
2.1 Теоретические сведения о ДКС	24
2.2 Конструкция дожимной компрессорной станции	27
2.3 Классификация компрессорных агрегатов.....	28
2.4 Классификация силовых агрегатов.....	35
3 Постановка задачи исследования	39
4 Объект и методы исследования.....	40
4.1 Геолого-промысловая характеристика месторождения	40
4.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	40
4.1.2 Нефтегазоносность.....	40
4.1.3 Фильтрационно-емкостные свойства пород коллектора.....	41
4.1.4 Газоконденсатная характеристика.....	42
4.1.5 Запасы газа, стабильного конденсата и нефти	44
4.2 Технологические показатели разработки Мыльджинского НГКМ..	46
4.3 Технологическая схема установки комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения	49
4.4 Характеристика программного комплекса Unisim Design	51

5 Результаты исследования и их обсуждение	53
5.1 Модернизация технологии подготовки газа	53
5.1.1 Анализ действующей технологии низкотемпературной сепарации газа	53
5.2 Моделирование действующей технологической схемы в программе UniSim Design	57
5.3 Модернизированная технологическая схема	66
6 Финансовый менеджмент	71
6.1 Экономическое обоснование рентабельности применения дожимной компрессорной станции	71
7 Социальная ответственность	87
Заключение	100
Список использованных источников	102
Приложение А	105
Приложение Б	106
Приложение В	107

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время природный газ широко применяется в химической и топливно-энергетической промышленности. Он используется в качестве недорогого топлива с высоким коэффициентом полезного действия, а также сырья для газохимического производства.

Для транспортировки газа потребителям в основном применяют трубопроводный транспорт, который имеет высокую производительность и экономичность. Однако в процессе транспортировки возникают различные осложнения. К ним относятся: коррозия трубопровода и оборудования, образование и выпадение в газопроводе углеводородной жидкости, водяного конденсата и газовых гидратов. Для того чтобы избежать этих проблем, необходимо проводить промысловую подготовку добываемого сырья.

Особенностью месторождений газа и газоконденсата является высокое внутрипластовое давление на ранних стадиях разработки. В процессе добычи газ выходит из скважины со значительным давлением, порядка 10-15 МПа и выше. Имея данную особенность, целесообразным является подготовка газа методом низкотемпературной сепарации. При помощи дросселирования потока можно получить практически бесплатный холод за счет энергии, заключенной в самих газовых потоках высокого давления. Данный метод имеет широкое распространение и требует минимум капитальных вложений. Простота эксплуатации и обслуживания применяемого оборудования является при этом положительным фактором.

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы газотранспортной системы к газу предъявляются требования СТО Газпром 089-2010 по температурам точки росы по воде и углеводородам. Другим товарным продуктом установки является стабильный газовый конденсат, давление насыщенных паров которого не должно превышать 66.7 кПа по Рейду при температуре исследования 37.8 °С в соответствии с ГОСТ Р 54389- 2011.

Требуемое качество подготовки газа достигается путем снижения температуры и давления до достижения равновесных условий сепарации, при

которых из газа конденсируется требуемое количество углеводородов и воды. Поэтому фактор давления играет главную роль в газовой промышленности, так как именно под его действием газ перемещается с промыслов на завод, проходит все ступени подготовки и поступает в линию товарного газа. Высокое давление позволяет охлаждать газ до низких температур.

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение введено в эксплуатацию в 1999 году и разрабатывается по настоящее время. Начальное пластовое давление составляло 12 МПа, что позволяло поддерживать достаточный перепад давления на дросселе без компримирования газа после первоначальной ступени сепарации. Но для того, чтобы на сегодняшний день не выходить из заданного режима объемов подготовки газа, для поддержания заданного технологического режима и сохранения требований СТО Газпром 089-2010, необходимо ввести в эксплуатацию дополнительную ступень дожимной компрессорной станции.

Целью работы является обеспечение стабильного технологического режима низкотемпературного сепаратора.

1 Подготовка газа методом низкотемпературной сепарации

Метод низкотемпературной сепарации (НТС). Метод состоит в охлаждении потока пластового флюида за счет дросселирования избыточного давления и механического разделения образовавшихся жидкой и газовой фаз. Основными параметрами, влияющими на эффективность процесса НТС, являются давление, температура, состав исходной смеси, степень равновесия системы при сепарации и КПД сепаратора. При анализе причин низкой эффективности промышленных установок обращалось внимание главным образом на низкую эффективность сепарационных аппаратов и нарушения температурного режима НТС [1].

По мере разработки месторождения на истощение следовало бы для поддержания заданного уровня добычи жидких УВ из все облегчающегося состава исходной смеси снижать температуру сепарации. Поэтому на снижение эффективности НТС в процессе эксплуатации объективно влияют одновременно два фактора — облегчение состава пластовой смеси и повышение температуры сепарации.

Сущность процесса НТС состоит в однократной конденсации углеводородов при понижении температуры газа до минус 10 – минус 30 °С и последующем разделении жидкой и газовой фаз.

Охлаждение газа осуществляется посредством его дросселирования, т.е. используется эффект Джоуля-Томсона. Процесс дросселирования — изоэнтальпийный и при термобарических условиях функционирования установок для газоконденсатных залежей северных месторождений приводит к значительному снижению температуры обрабатываемого газа: 3 – 4,5 °С на 1 МПа. Расширение газа в турбодетандере (изоэнтропийный процесс) позволяет более эффективно использовать перепад давления газа.

За рубежом метод НТС впервые был апробирован в США для извлечения жидких УВ из продукции скважин газоконденсатных месторождений в 1950 г. Теоретические проработки рассматриваемой технологии во ВНИИГАЗе начаты в 1953 г. процесс НТС в отечественной практике впервые реализован на

промыслах Краснодарского края в 1959 г. В то время не имелось собственного опыта проектирования, строительства и эксплуатации установок НТС.

В северных условиях технология НТС впервые в России была применена на уникальном Вуктыльском газоконденсатном месторождении, потенциальное содержание конденсата в котором доходило до 400 г/м³. Аналогичная технология была разработана и реализована в восьмидесятых годах при обустройстве гигантских северных месторождений – Уренгойского и Ямбургского (УКПГ валанжинских залежей).

1.1 Факторы влияющие на процесс низкотемпературной сепарации

В настоящее время основным низкотемпературным процессом промысловой подготовки газа газоконденсатных месторождений России является процесс низкотемпературной сепарации с охлаждением газа за счет расширения газа. Расширение газа можно осуществлять двумя способами: без совершения внешней работы – расширение в дросселе (дросселирование); с совершением внешней работы – расширение газа в детандерах (детандирование) [2]. При дросселировании энтальпия газа не изменяется.

Дросселирование

Явление изменения температуры реального газа при его дросселировании получило название дроссельного эффекта, или эффекта Джоуля Томсона. Дроссельный эффект считается положительным, если при дросселировании газ охлаждается, и отрицательным, если газ нагревается.

Температура газа, при которой дроссельный эффект обращается в нуль, называется инверсионной ($T_{инв}$). Большинство газов имеют высокую инверсионную температуру и при дросселировании охлаждаются. Отрицательным дроссельным эффектом обладают водород и гелий, которые в отличие от других газов, при дросселировании нагреваются [23]. Однако при температурах ниже инверсионной водород ($T_{инв}$ =минус 73°С) и гелий ($T_{инв}$ =минус 243°С) также охлаждаются в случае расширения при $i=const$, т.е. приобретают положительный дроссельный эффект.

Отношение бесконечно малого изменения температуры к вызывающему его бесконечно малому понижению давления газа называют дифференциальным дроссельным эффектом. Однако в практических расчетах за дифференциальный дроссельный эффект принимают изменение температуры реального газа, обусловленное изменением его давления на одну единицу.

$$\delta = \frac{T_1 - T_2}{P_1 - P_2} \quad (1.1)$$

где T_1 и T_2 – температура газа перед дросселем и после соответственно, P_1 и P_2 – давление газа перед дросселем и после соответственно.

Процесс дросселирования является изоэнтальпийным и при характерных термобарических условиях функционирования промысловых установок для газоконденсатных залежей северных месторождений приводит к значительному снижению температуры обрабатываемого газа (в диапазоне 3–4,5 градуса на 1 МПа, причем величина дифференциального дроссель-эффекта зависит от состава газоконденсатной смеси и возрастает с понижением температуры газа до дросселя). Таким образом, метод НТС по своей основной идее основан на конденсации гомологов метана из природного газа, обычно при температуре от минус 10 до минус 30°C, и последующем разделении жидкой и газовой фаз, находящихся в состоянии, достаточно близком к термодинамическому равновесию [1].

Сырой газ со скважин поступает на первую ступень сепарации во входной сепаратор 1, где от газа отделяется водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат, выпавшие в стволах скважин и газосборных сетях. Далее отсепарированный газ поступает в теплообменник 2 типа "газ – газ" для рекуперации холода с дросселированного газа, где охлаждается на 10–15 °C и более.

Простейший вариант технологии НТС представлен на рисунке 1.

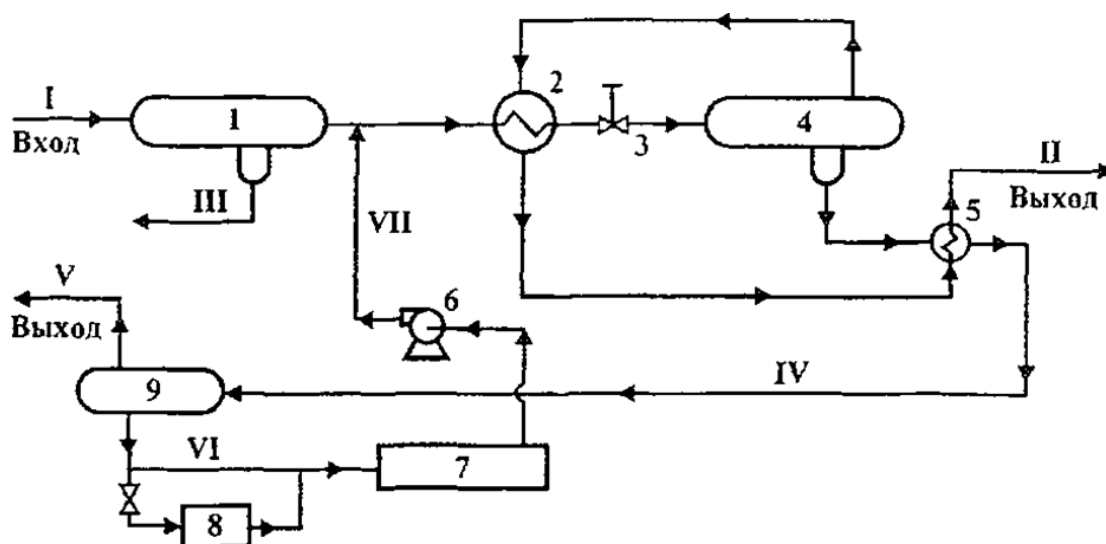


Рисунок 1 – Схема установки НТС продукции газоконденсатных скважин: 1,4 – сепараторы; 2, 5 – теплообменники; 3 – штуцер (дрессель); 6 – насос; 7 – установка регенерации гликоля; 8 – фильтр; 9 – трехфазный разделитель; I – сырой газ; II – сухой газ; III – конденсат газовый и вода; IV – конденсат газовый и насыщенный гликоль; V – конденсат газовый; VI – гликоль насыщенный; VII – гликоль регенерированный [1]

Охлажденный газ из теплообменника подают на расширительное устройство 3, после которого его температура вследствие эффекта Джоуля-Томсона понижается от минус 10 до минус 30°C. После дроссельного устройства 3 обрабатываемый газ вместе со сконденсировавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор 4, где от него отделяется жидкая фаза (водная и углеводородная), а очищенный от влаги и тяжелых углеводородов (C5+в) холодный газ проходит рекуперативный теплообменник 2 в противотоке с «сырым» газом и далее поступает в газопровод в качестве товарного продукта. Теплообменник 2 по потоку холодного осушенного газа в начальный период эксплуатации может частично байпасироваться (при наличии избыточного давления на входе в установку). Эффективность охлаждения газа посредством использования процесса изохалатпийного расширения газа с рекуперацией холода может достигать 10–12°C на 1 МПа свободного перепада.

Расчеты показывают, что в теплообменнике, дросселе и низкотемпературном сепараторе термобарические параметры природного газа отвечают области стабильности газовых гидратов кубической структуры II. Для предотвращения образования гидратов используются ингибиторы гидратообразования. Впрыск ингибитора гидратообразования предусматривается как перед теплообменником 2, так и перед дросселем в объеме, необходимом для предупреждения гидратов с тем, чтобы обеспечить безгидратный режим эксплуатации технологического оборудования. При повышенном содержании парафинов в газе для предотвращения их отложения в теплообменнике и низкотемпературном сепараторе находят применение комплексные ингибиторы, предупреждающие как образование гидратов, так и отложение парафинов.

Водная фаза (т.е. водный раствор ингибитора) и углеводородный конденсат, выделившиеся в сепараторе, поступают в разделитель 9, где углеводородный конденсат частично дегазируется. Далее конденсат направляют на установку его стабилизации (в простейшем случае это может быть выветриватель), дебутанизированный конденсат поступает на отдельную газофракционирующую установку (с целью получения дизтоплива, бензина газоконденсатного, пропеллентов, хладагентов и других целевых продуктов).

Представленную на рисунке 1.1 принципиальную схему технологии НТС следует назвать схемой с двухступенчатой сепарацией газа. Ступеней сепарации газа может быть и больше двух. Так, если включить в технологическую схему перед дросселем дополнительный промежуточный сепаратор (после теплообменника 2 перед дросселем 3), то сепарация природного газа станет трехступенчатой. Схемы низкотемпературной сепарации с числом ступеней сепарации больше трех в промысловых условиях практически не используются (в то же время многоступенчатые каскадные схемы сепарации находят применение в низкотемпературных схемах абсорбции, конденсации и ректификации для глубокого извлечения из

природного газа этана, пропана и бутанов, но эти низкотемпературные процессы не являются собственно процессом НТС.

Детандирование

Работа турбодетандерных агрегатов, предназначенных для получения холода в установках НТС, основана на принципе политропического расширения газа с совершением внешней работы. Внешнюю работу можно использовать для вращения вала компрессора; в котором газ дожимается до давления, равного давлению в газопроводе. Хладопроизводительность турбодетандерного агрегата зависит от степени расширения газа и обеспечивает поддержание низкотемпературного режима сепарации газа на установке НТС на завершающих стадиях эксплуатации месторождений. В газовой промышленности используют турбодетандерные агрегаты (детандер-компрессор, рисунок 1.2).

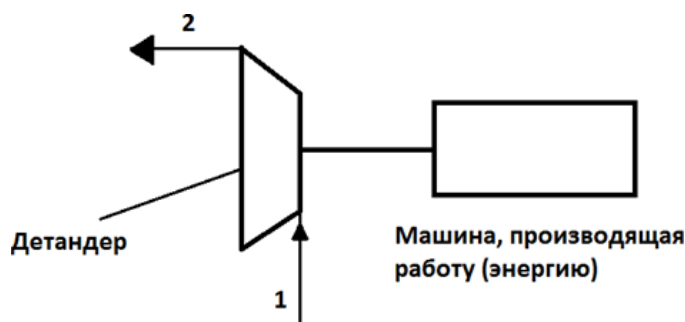


Рисунок 1.2 – Схема охлаждения газа в детандере [3]

1 – газ высоконапорный; 2 – газ низконапорный

Использование турбодетандеров в установках низкотемпературной сепарации газа было предложено А. И. Арутюновым и В. И. Ивановым в 1962 г. Когда была разработана конструкция опытного образца турбодетандера-компрессора (турбокомпрессора). Охлаждение газа при его изоэнтропийном расширении газа происходит более глубокое охлаждение газа [4]. Причем, чем ниже давление, тем больше разница в температурах газа при разных способах расширения. В настоящее время, одна из эффективных модернизаций современных

УКПГ является установка турбодетандерных агрегатов. На X1 НГКМ завершаются работы по установке третьего ТДА в модуле подготовки газа.

Достоинства технологии НТС:

- низкие капитальные расходы и эксплуатационные затраты, особенно в начальный период эксплуатации при наличии свободного перепада давления;
- осушка газа до требуемых отраслевым стандартом кондиций;
- простота в эксплуатации и техническом обслуживании, тем самым возможно использование технического персонала средней квалификации (это обстоятельство и позволяет осуществлять процесс в промышленных условиях);
- легкость автоматизации и регулирования технологического процесса в условиях газопромысла;
- возможное постепенное дополнение и модернизация технологии при снижении пластового давления.

Именно все эти несомненные достоинства процесса низкотемпературной сепарации и его последующих модификаций обеспечили широкую распространенность в отечественной практике установок НТС для промышленной обработки природных газов газоконденсатных месторождений.

Недостатки технологии НТС [1]:

- несовершенство термодинамического процесса однократной конденсации, при этом извлечение из природного газа целевых компонентов при заданных температуре и давлении в конечном низкотемпературном сепараторе зависят только от состава исходной смеси;
- падение пластового давления в процессе эксплуатации (при этом содержание углеводородного конденсата в пластовом газе уменьшается), так что "свободный перепад" давления на дросселе уменьшается (происходит, как иногда образно говорят, "исчерпание" дроссель-эффекта) и, следовательно, повышается температура сепарации, в результате не только удельное количество, но и степень извлечения целевых компонентов уменьшается;

- термодинамическое несовершенство изохнтальпийного расширения газа как холодопроизводящего процесса (потенциальная работа, которую мог бы совершить расширяющийся газ, "усваивается" потоком в форме теплоты, тем самым эффективность охлаждения снижается).

Эффективность работы установок низкотемпературной сепарации в значительной степени зависит от изменения состава сырьевого газа, температуры, давления, числа ступеней сепарации и эффективности оборудования [5].

1.1.1 Влияние давления

Исходное давление сепарации на установках НТС определяется давлением транспорта газа в магистральном трубопроводе. Как правило, технологическое давление на установках НТС находится в пределах 5,0–7,5 МПа и оно не оказывает значительного влияния на степень извлечения компонентов C_{5+} . Для технологии отбензинивания методом НТС более важным показателем является перепад давления, обеспечивающий низкие температуры сепарации.

Поддержание эффективности работы установок НТС на прежнем уровне при снижении пластового давления обеспечивается за счет ввода в эксплуатацию дожимного компрессорного оборудования и снижения температуры перед дросселем. Чтобы добиться максимального

извлечения компонентов $C_{3+в}$ из природного газа, необходимо выбрать давление и температуру в конечном низкотемпературном сепараторе из требования максимальной конденсации тяжелых углеводородов.

Как показано Степановой Г.С. [6] для всех УВ давление максимальной конденсации с повышением температуры имеет максимум и затем уменьшается до критического давления чистого углеводорода (рисунок 1.3)

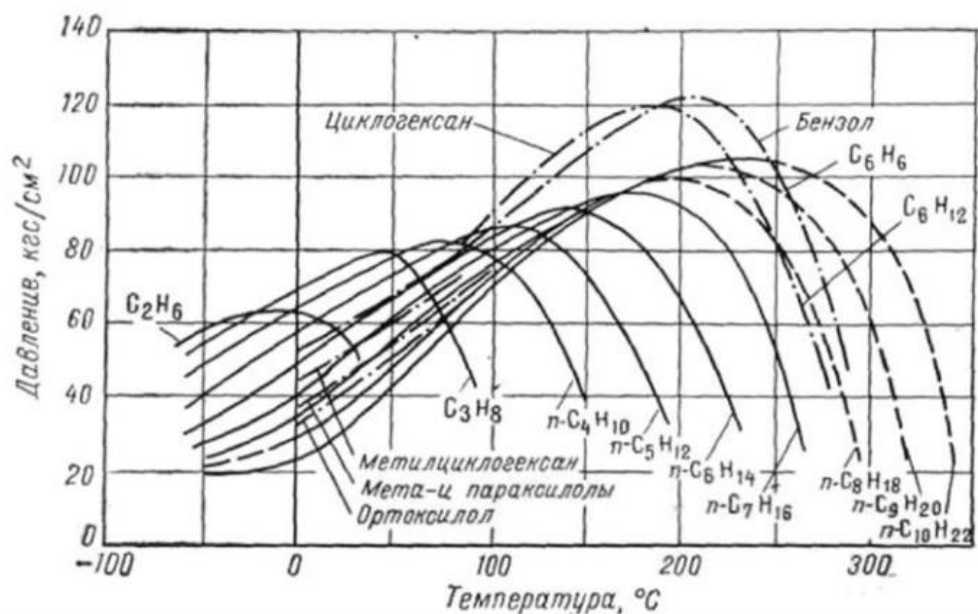


Рисунок 1.3 – Зависимость давления максимальной конденсации углеводородов различного строения от температуры (бинарные смеси метан – углеводород) [6]

Если рассматривать температуры, которые имеют место в промышленных сепараторах (минус 30 – плюс 20°C), то для бинарных смесей, начиная со смеси метан – н-пентан до бинарной смеси метан – н-декан, давление максимальной конденсации изменяется в пределах от 20 до 60 кгс/см².

Газоконденсатные системы также можно рассматривать как бинарные, состоящие из смеси газа и стабильного конденсата. Анализ фазовых диаграмм газоконденсатных смесей свидетельствует о наличии давления максимальной конденсации углеводородов при заданной температуре сепарации. Зависимость давления максимальной конденсации от состава смеси и температуры представляет практический интерес.

Давление максимальной конденсации газоконденсатных смесей при температурах минус 20–+20 °C также находится в пределах от 20 до 60 кгс/см² [6].

- Кривая зависимости количества выделившегося из газа конденсата от давления при постоянной температуре называется изотермой конденсации.

- Давление, при котором выпадает наибольшее количество конденсата, называется давлением максимальной конденсации.

1.1.2 Влияние температуры

Температура газа на входе имеет важную роль в технологии низкотемпературной сепарации газа. Чем ниже температура входящего газа, тем ниже температура газа будет на выходе из дросселя или детандера.

Значение температуры на установках НТС выбирается в зависимости от необходимой точки росы для трубопроводной транспортировки газа. Для легких газов средней молекулярной массой не более 22 и средней молекулярной температурой кипения от минус 156 до минус 133°C снижение температуры сепарации от 0 до минус 40°C обеспечивает существенный рост степени извлечения жидких компонентов [5].

1.1.3 Влияние числа ступеней сепарации

Увеличение числа ступеней сепарации на установках НТС повышает четкость разделения газовой и жидкой фаз. При одноступенчатой сепарации, из-за резкого снижения давления, значительны потери компонентов углеводородного конденсата с газом. Двух- и трехступенчатые схемы НТС используются на газоконденсатных месторождениях, чтобы минимизировать унос углеводородной жидкости вместе с осушенным газом.

1.1.4 Влияние состава сырья

Состав сырьевого газа обуславливает степень извлечения жидких углеводородов: чем тяжелее состав исходной смеси, а значит, и больше средняя молекулярная масса газа, тем выше степень извлечения компонентов C5+. Однако, при отбензинивании газа с молекулярной массой около 22 и соответствующей средней молекулярной температурой кипения около минус 133°C, утяжеление состава исходной смеси практически не оказывает влияние на степень извлечения компонентов C5+.

С целью повышения степени извлечения жидких компонентов из тощих исходных смесей иногда применяется метод сорбции в потоке. При этом перед входным сепаратором в поток исходной смеси осуществляется впрыск стабильного конденсата или других углеводородных жидкостей. По данным Колокольцева [5] утяжеление исходной смеси закономерно приводит к повышению степени извлечения компонентов C5+.

2 Компримирование углеводородных газов

Назначением процесса компримирования является сжатие газов от начального до требуемого давления с помощью компрессорного агрегата. Компримирование является одной из основных технологических операций подготовки углеводородных газов для переработки и транспортирования в трубопроводной системе. Процесс компримирования газов присутствует в технологических схемах газоперерабатывающих заводов для обеспечения необходимого давления газа на установках осушки, сероочистки, отбензинивания газа, подачи товарного газа в магистральные газопроводы, сжатия пропана для цикла охлаждения. Сжатие газа осуществляется компрессорными агрегатами в одну или несколько ступеней и сопровождается увеличением его температуры. [5]

2.1 Теоретические сведения о ДКС

Любая разработка газовых месторождений будет сопряжена с рядом особенностей, организации процесса.

При разработке месторождения выделяют три основных этапа: нарастающей, постоянной и падающей добычи.

Этап нарастающей добычи начинается еще на стадии разбуривания, разработки и обустройства месторождения. После окончания вышеперечисленных мероприятий месторождение выходит на режим работы установленный технико-экономическими расчетами, т.е. месторождение вступает в этап постоянной добычи. За время эксплуатации месторождения изымается около $2/3$ всех запасов газа. Позже начинается этап падающей добычи, где уровень добычи газа падает вследствие вывода из эксплуатации части скважин по причине их обводнения или уменьшения отдачи газа ниже уровня рентабельности. В таких условиях из месторождения дополнительно отбираются до 10% его запасов. При разработке средних и мелких месторождений этапы нарастающей и постоянной добычи могут отсутствовать вовсе [7].

Чаще всего при разработке нового месторождения, для транспортировки газа от скважины к узлу его подготовки, а затем далее к газопроводу, без использования компрессорного оборудования, пластового давления оказывается достаточно.

Но на всем протяжении процесса добычи пластовое давление постепенно снижается и уже на этапе постоянной добычи, а тем более этапе падающей добычи, можно столкнуться с проблемой, при которой текущего давления окажется недостаточно для его подачи в газопровод [7].

Исходя из этого, с технологической точки зрения, разработку месторождения делят на два этапа, если позволяет пластовое давление: бескомпрессорный и компрессорный. Различие двух этих этапов состоит в использовании компрессорных установок, для повышения давления добытого газа. Данные установки называют ДКС.

Их используют для решения следующих задач:

1. добыча низконапорного газа;
2. компримирование добытого природного газа;
3. поддержание заданных технологических параметров и выходного давления природного газа;
4. продувка, опрессовка и очистка, трубопроводов.

Важной составляющей всего процесса разработки месторождения является этап компрессорной разработки. Во время эксплуатации месторождения в компрессорном режиме извлекается порядка 20-30% общих запасов месторождения. Обычно в период бескомпрессорного этапа эксплуатации месторождения, извлекается 50-60% от общего запаса природного газа в случае достаточности пластового давления для обеспечения технологических процессов обработки и транспортировки природного газа.

Оборудование для подготовки газа рассчитано на определенное давление. Кроме того под определенным давлением газ должен подаваться в магистральный газопровод. При падении пластового давления ДКС обеспечивает постоянство выходного давления путем дополнительного его

увеличения на необходимую величину. Все это делают дожимные станции (рисунок 2) одним из важнейших элементов газодобычи [7].

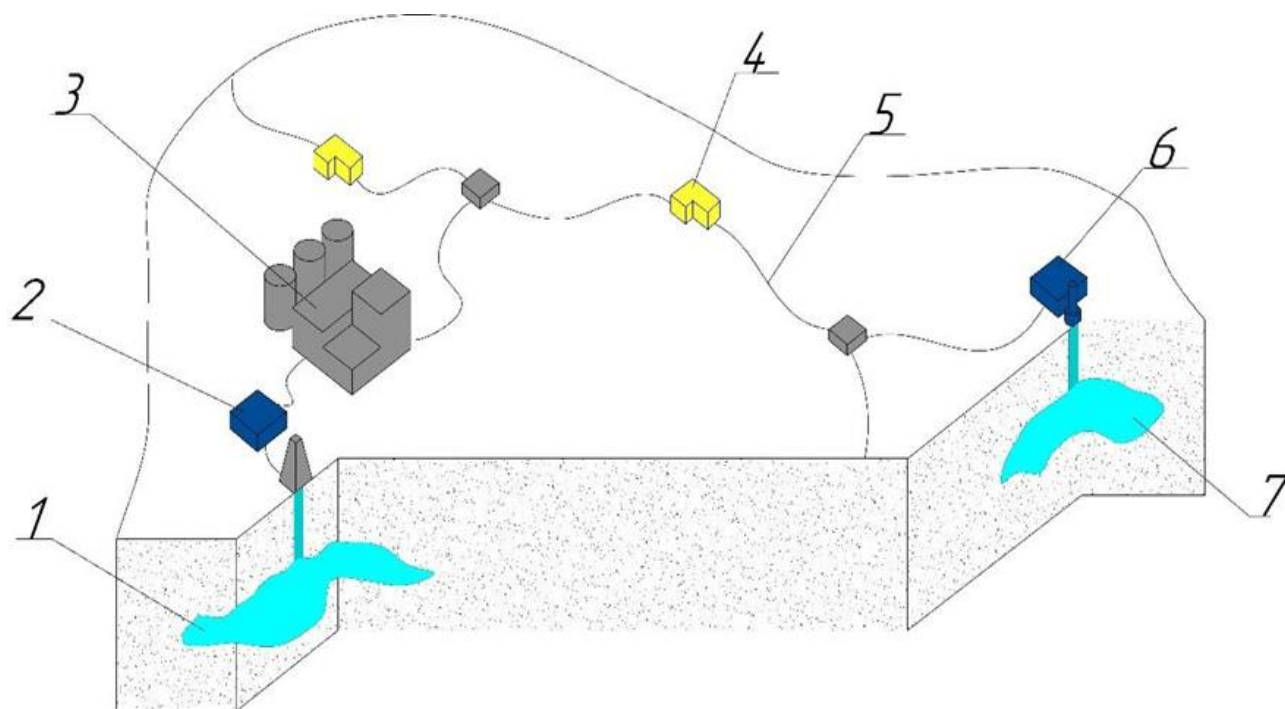


Рисунок 2 – Установка дожимной компрессорной станции на газовом месторождении и на подземном хранилище:

1 – газовое месторождение; 2 – ДКС; 3 – газоперерабатывающий завод; 4 – линейная КС; 5 – магистральный газопровод; 6 – ДКС; 7 – подземное хранилище.

Так же ДКС могут устанавливать на подземные хранилища газа, в этом случае их задача заключается в отборе и газа из хранилища и подаче его под необходимым давлением в трубопровод. ДКС так же осуществляет и обратную операцию, закачивая газ в подземное хранилище из газопровода. Таким образом, техническим требованием к ДКС является возможность создавать высокое давление газа на выходе, иначе доступный объем для хранения газа будет использоваться не рационально. Обычно подземные хранилища газа, размещаются в твердых горных породах, и позволяют хранить природный газ при высоком давлении от 0,8 до 1 МПа.

2.2 Конструкция дожимной компрессорной станции

Все ДКС могут сильно отличаться по комплектации и конструкции, но несмотря на это, у них можно выделить ряд основных элементов: привод, компрессорный блок, АВО, сепараторы, вспомогательное оборудование (рисунок 2.1).

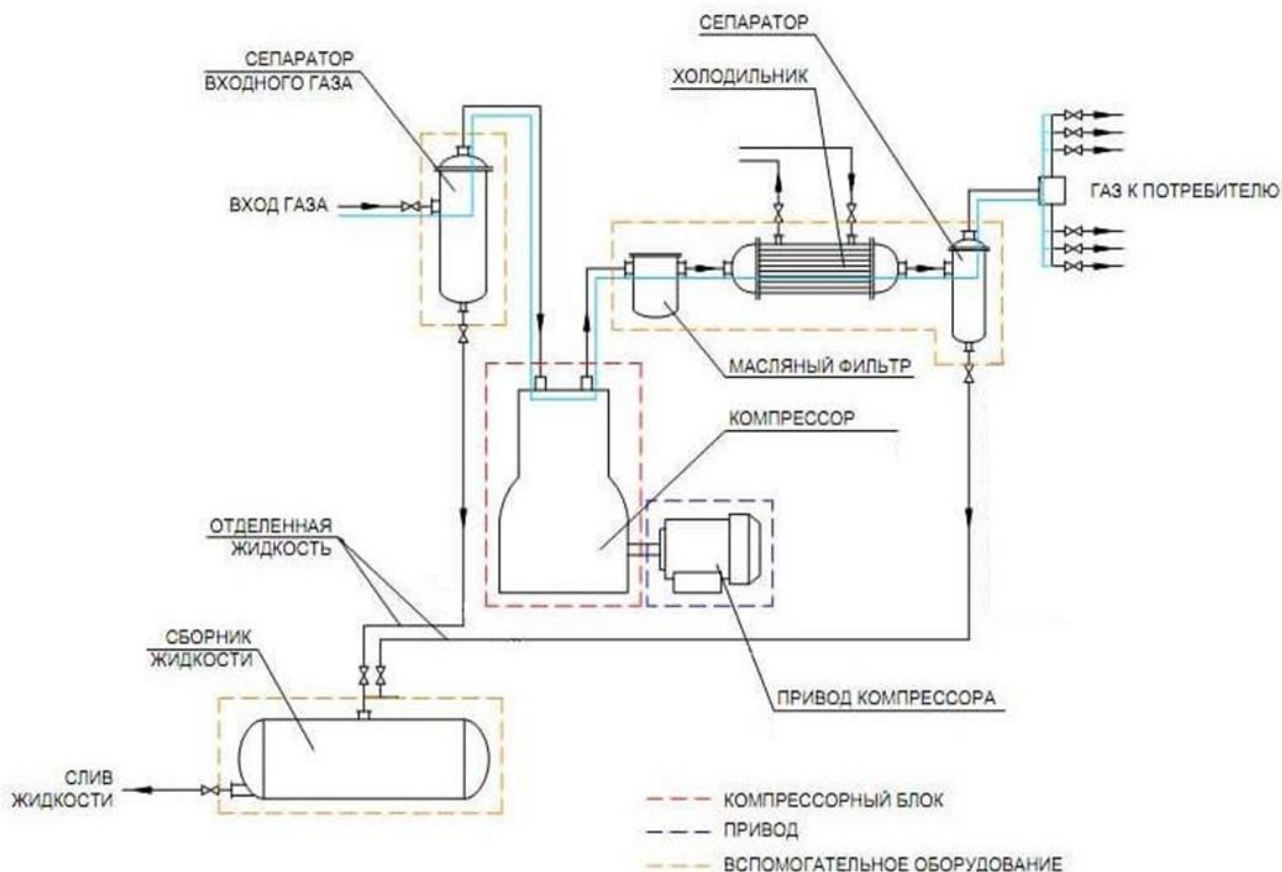


Рисунок 2.1 – Принципиальная конструкция дожимной компрессорной станции

Основным элементом ДКС является компрессор или группа компрессоров, работа которых заключается в увеличении давления проходящего природного газа. К компрессору присоединяется силовой агрегат или привод, который приводит его в действие.

Вспомогательным оборудованием является любое дополнительное устройство, которое необходимо для эффективной и корректной работы станции. Таким оборудованием может быть система охлаждения, набор КИПиА, система циркуляции смазывающего масла, и т.д. Когда ДКС оформляется в виде отдельного рабочего модуля, то в перечень дополнительно

оборудования начинают входить такие вспомогательные системы как, освещение, отопление, вентиляция и т.п.

2.3 Классификация компрессорных агрегатов

Дожимные компрессорные станции (ДКС) являются одними из самых сложных агрегатов, которые выполняют задачу по перемещению и нагнетанию природного газа, а ключевым элементом ДКС является компрессорный блок. Основная классификация ДКС проходит в зависимости от применяемых компрессоров, которые обычно бывают следующих типов:

1. Поршневые.
2. Винтовые.
3. Центробежные.

1. Поршневые компрессоры

Самый первый тип компрессоров, который стали массово эксплуатировать, работает по принципу, входящий газ (1) набирается в цилиндр (3) через входной (всасывающий) клапан, и сжимается поршнем в цилиндре до необходимого давления и выходит через выходной (нагнетательный) клапан (2), рисунок 2.2.

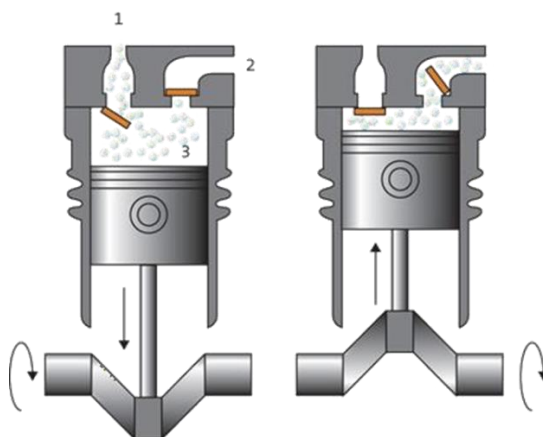


Рисунок 2.2 – Схема работы поршневого компрессора

Корпус поршневого компрессора изготавливают литьем, и он имеет специальные интегрированные нержавеющие патрубки, для обеспечения

перехода газа на следующие этапы. Компрессор разрабатывается для решения конкретных диапазонов давлений, объёмов, и коэффициента сжатия газа.

Данный тип компрессоров характеризуется самой высокой эффективностью в расчётной точке, т.е. на расчётном режиме (по давлению, температуре, подаче) имеет самое низкое энергопотребление, но в то же время требует сравнительно больших трудозатрат на обслуживание, поскольку в нём имеются множество частей, совершающих поступательное движение, подверженных трению и знакопеременным нагрузкам [8].

Основные компоненты поршневого компрессора:

- 1) корпус;
- 2) привод;
- 3) поршень в сборе;
- 4) головки цилиндров в сборе;
- 5) цилиндр высокого давления.

В настоящее время существуют множество поршневых компрессоров, оппозитные, с одним или несколькими цилиндрами, с одной или несколькими ступенями сжатия, с V, W-образным или с L-образным расположением цилиндров (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 – ДКС с поршневым компрессором

Способы регулирования работы поршневых компрессоров:

- 1) дросселирование на входе в компрессор;
- 2) изменение объема мертвого пространства цилиндров;
- 3) присоединение дополнительной полости на части хода;

- 4) отжим всасывающих клапанов;
- 5) изменение хода поршня;
- 6) блокировка всасывающих каналов отдельных цилиндров или групп цилиндров;
- 7) изменение частоты вращения.

Преимущества и недостатки:

Преимущества:

- 1) высокая ремонтпригодность;
- 2) устойчивость к неблагоприятным воздействиям окружающей среды;
- 3) применения в пыльных производствах;
- 4) низкие энергозатраты;
- 5) возможность сжимать газы до высокого давления.

Недостатки:

- 1) высокий уровень шума;
- 2) вибрация;
- 3) необходим фундамент;
- 4) много трущихся поверхностей требующих особого внимания при обслуживании и эксплуатации.

Рабочие диапазоны:

Диапазон мощности: 500 - 7500 кВт;

Диапазон объёма: 150 - 10000 м³/ч;

Давление: 0,3 - 45 Мпа;

Скорость: 200 - 1800 об/мин;

Количество рядов: 2, 4, 6 и 8.

2. Винтовые компрессоры

Впервые в 1908 был зарегистрирован патент на винтовой компрессор.

В винтовых компрессорах сжатие среды происходит за счет двух сцепленных между собой роторов с винтовыми зубьями (рисунок 2.4).

Основные компоненты винтового компрессора:

- 1) корпуса (цилиндра);

2) ведущего и ведомого роторов с зубчато-винтовыми лопастями.

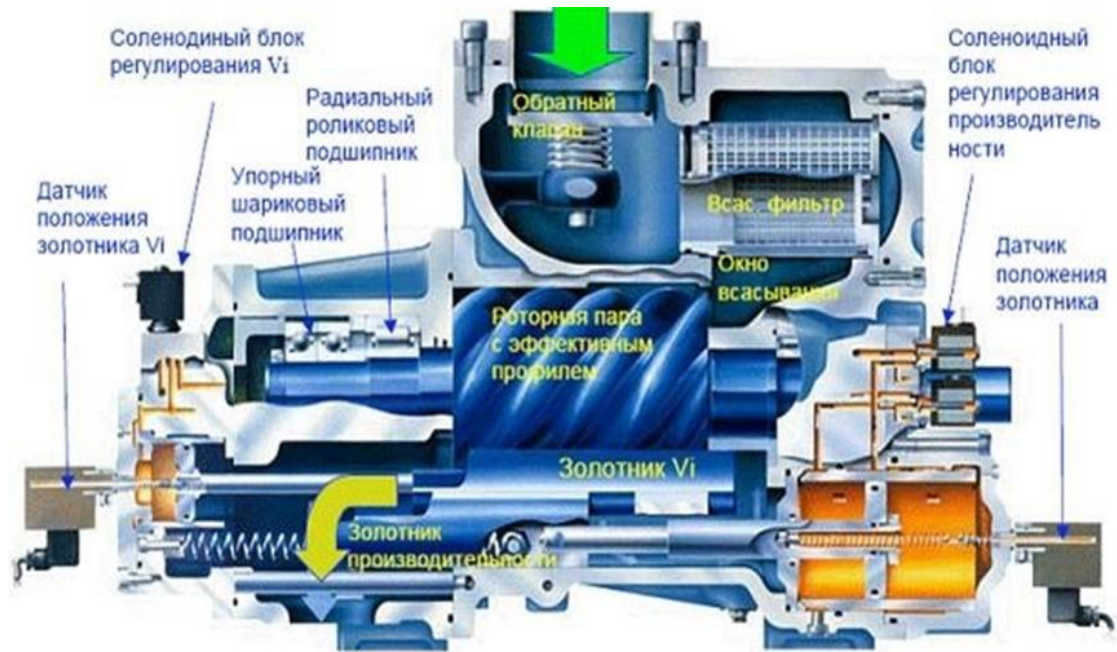


Рисунок 2.4 – Схема винтового компрессора Винтовые компрессоры бывают безмаслянные и маслозаполненные

В маслозаполненных винтовых компрессорах, масло постоянно впрыскивается в винтовой блок, для предотвращения металлического контакта между роторами. Так же помимо смазки винтового блока, масло уплотняет зазоры между роторами и корпусом, между роторами, а также отводит тепло.

Для очистки сжатой среды от масла, устанавливается маслоотделитель.

Главной особенностью винтовых компрессоров является фиксированная степень сжатия. Винтовые компрессоры идеально подходят для многоступенчатого сжатия (рисунок 2.5).

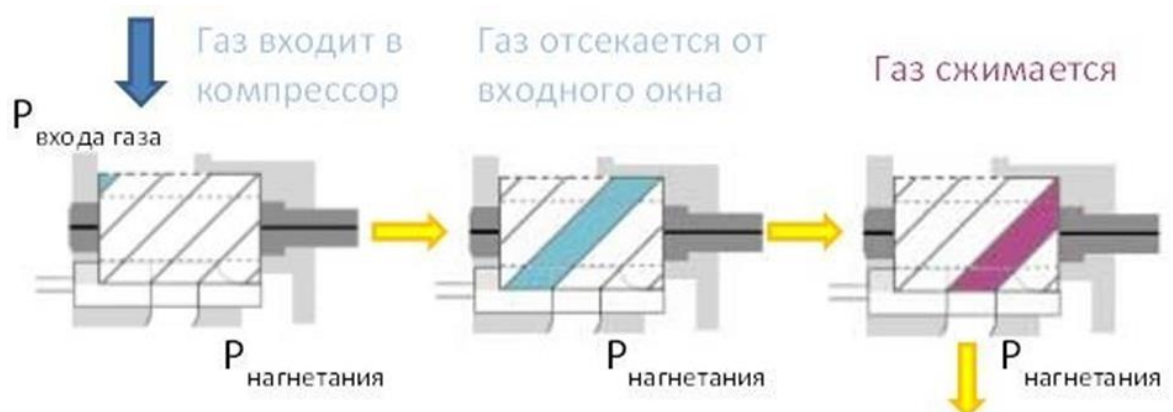


Рисунок 2.5 – Принцип работы винтового компрессора

Регулировка винтовых компрессоров:

Самым главным преимуществом этих компрессоров является плавное регулирование производительности. Регулировка осуществляется в широком диапазоне от 100% до 10%, достигается за счет регулировки золотниковых клапанов (ползунов).

При полной нагрузке эффективность винтовых компрессоров ниже, чем у поршневых и центробежных (из-за невозможности обеспечения точного совпадения внутренней и внешней степени сжатия) [9].

Преимущества и недостатки:

Преимущества:

- высокая степень сжатия;
- надежность в работе;
- не нужен специальный фундамент;
- отсутствие клапанов и трущихся деталей в полости сжатия, повышающее надежность;
- отсутствие механических преобразователей;
- возможность обрабатывать газы с различной молярной массой;
- возможность работать со средой, содержащую капельную жидкость;
- высокая энергоэффективность;
- не требует больших начальных вложений и малые капитальные вложения на ремонт;
- не свойственна вибрация;
- компактность;
- низкая стоимость;
- простота обслуживания;
- малые габаритные размеры и вес.

Недостатки:

- 1) содержание масла;
- 2) необходима масляная система с элементами охлаждения;

3) при малой загрузке компрессора на всасываемом участке существенно снижается КПД.

Винтовые компрессоры характеризуются отличными показателями энергосбережения, и низкими расходам на обслуживание.

Рабочие диапазоны:

Диапазон мощности: 100 - 3500 кВт;

Диапазон объёма: 300 - 12000 м³/ч;

Давление: 0,4 -6,3 Мпа;

Скорость: 500 - 3000 об/мин

3. Центробежные компрессоры

Центробежный компрессор представляет собой многоступенчатый агрегат с внутренним зубчатым приводом, который приводится в действие двигателем. Каждая ступень сжатия состоит из рабочего колеса - импеллера, диффузора, и кожуха. Газ всасывается через входной фильтр и подается на первую ступень сжатия через входной регулирующий аппарат. Между всеми ступенями сжатия установлены промежуточные охладители. Компрессора могут работать на 2-х и даже 4-х ступенях сжатия как с горизонтальным или вертикальным разъемом корпуса (рисунок 2.6) [10].

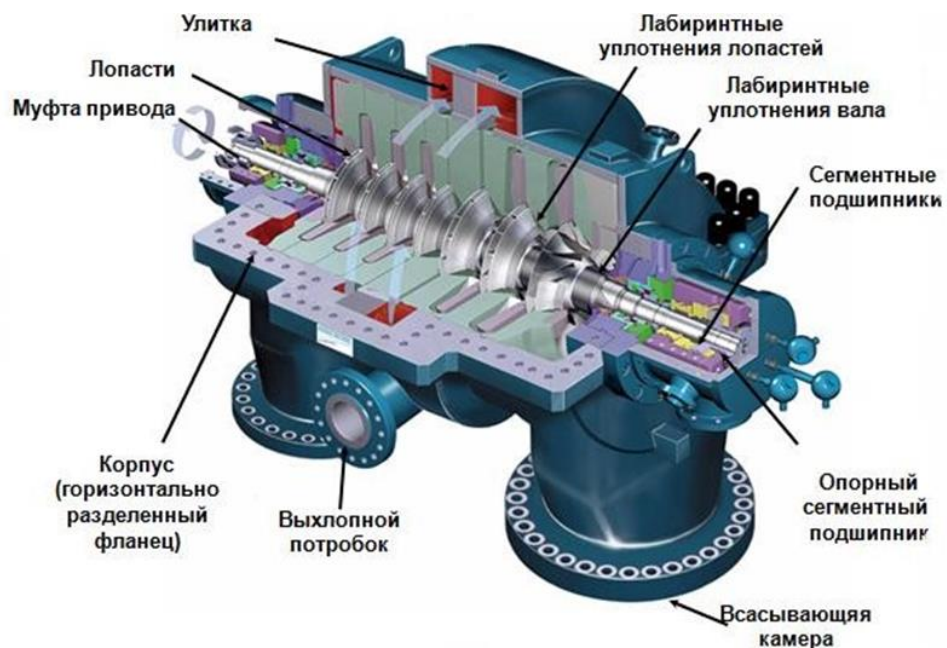


Рисунок 2.6 – Схема центробежного компрессора

Центробежные компрессоры применяются для получения больших объемов сжатия.

Виды центробежных компрессоров

По типу размещения ступеней центробежные компрессоры делятся на:

1. Одновальные;
2. Многовальные.

Методы регулирования центробежных компрессоров:

- 1) байпасирование потока газа – перепуск сжатого газа обратно на всасывание компрессора;
- 2) дросселирование потока газа на входе поворотной заслонкой;
- 3) закручивание потока газа на входе с помощью лопаточного входного направляющего аппарата (ВНА).
- 4) частотным преобразователем.

Преимущества и недостатки:

Преимущества:

- 1) полное отсутствие масла в рабочей полости и в сжимаемой среде;
- 2) бесконтактные газовые и масляные уплотнения;
- 3) нет необходимости в специальном фундаменте;
- 4) работа практически без пульсации;
- 5) меньше трущихся элементов;
- 6) длительный срок эксплуатации.

Недостатки:

- 1) низкий объемный КПД;
- 2) небольшой диапазон регулировки производительности до 60-80%;
- 3) ограниченная степень сжатия;
- 4) при уменьшении производительности высокая вероятность помпажа.

Рабочий диапазон:

Диапазон мощности: 500 - 35000 кВт;

Диапазон объёма: 3000 - 1300000 м³/ч;

Давление: 0,3 - 350 МПа;

Скорость: 300 - 12000 об/мин.

2.4 Классификация силовых агрегатов

Дожимные компрессорные станции работают с использованием силовых агрегатов (приводов), среди которых различают следующие виды приводов:

1. Газопоршневой.
2. Газотурбинный.
3. Электропривод.

Теоретические сведения о газопоршневых приводах

Газопоршневой двигатель (рисунок 2.7) представляет собой ДВС с системой внешнего образования топливно-воздушной смеси и искровым зажиганием. В качестве топлива использует природный газ и другие виды газового топлива, что обеспечивает экономичность, высокий ресурс работы и минимальный уровень шума [11].

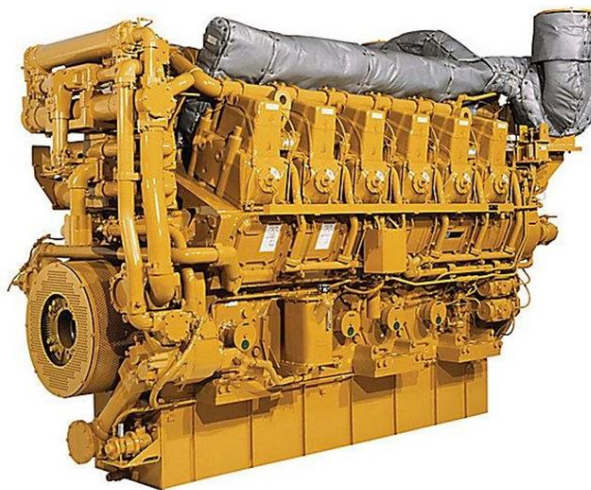


Рисунок 2.7 – Газопоршневой привод Caterpillar G3616

Принцип действия газопоршневого двигателя основан на сгорании топливовоздушной смеси и на энергии расширяющихся газов, которая преобразуется в поступательное движение поршней. Поступательное движение поршней с помощью кривошипно-шатунного механизма преобразуется во вращательное движение выходного вала двигателя.

Их мощность может достигать 6000 кВт и число цилиндров от четырех до двадцати: они обычно работают под наддувом. Коэффициент полезного действия находится в пределах от 32-40%. Максимальная мощность вращения меняется от 300 до 1200 об/мин [12].

Преимущества и недостатки этих приводов такие же как у поршневых компрессоров. Они, кроме этого, имеют риск детонации в случаи плохой регулировки и изменения фракционного состава газа, поступающего из фонда скважин [12].

Теоретические сведения о газотурбинных приводах

В газотурбинном приводе механическая энергия вырабатывается, с помощью турбины (рисунок 2.8 - 3) и передается компрессору или электрогенератору. В которой происходит расширение горячего газа, образующегося в камере сгорания (рисунок 2.8 - 2), куда подаются топливо и атмосферный воздух. Воздух засасывается с помощью компрессора (рисунок 2.8 - 1), поэтому для пуска газотурбинной установки требуется отдельный источник энергии (стартер). Данный вид приводов получил широкое распространение, поскольку не привязан к поставкам топлива извне и может работать на том же газе, который перекачивает ДКС, если состав газа пригоден для этого, а излишки вырабатываемой энергии могут идти на отопление и электроснабжение самой станции и близлежащих объектов [7].

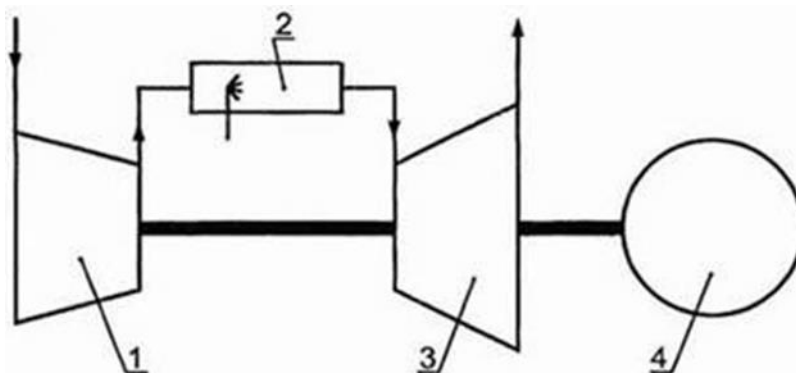


Рисунок 2.8 – Принципиальная схема работы ГТУ

Газовые турбины используются, в основном для привода центробежных и поршневых компрессоров.

Если ГТУ используются в качестве привода для центробежного компрессора, то между ГТУ и компрессором устанавливается помимо соединительных муфт, мультипликатор. Мультипликатор предназначен для повышения оборотов вала ГТУ-компрессор, если ГТУ не позволяет развить достаточное количество для эффективного режима работы.

Если ГТУ используется в качестве привода для поршневого компрессора, то между ГТУ и компрессором устанавливается помимо соединительных муфт, редуктор. Редуктор предназначен для понижения оборотов вала ГТУ-компрессор, если обороты ГТУ при рабочем режиме слишком высокие для эффективной работы поршневого компрессора.

Мощность ГТУ изменяется от 1000 до 50000 кВт, термический КПД от 16 до 36%. ГТУ может быть оборудована рекуператором тепла для нагрева воздуха, идущего на сгорание.

Преимущества и недостатки газовой турбины те же, что у центробежного компрессора:

преимущества: невысокая стоимость эксплуатации и обслуживания;
недостатки: невысокий коэффициент полезного действия, особенно при низкой нагрузки агрегата.

Теоретические сведения об электрических приводах

Электродвигатели для приводов компрессоров бывают переменного или постоянного тока, синхронные и асинхронные (рисунок 2.9).



Рисунок 2.9 – Электрический привод SCHORCH

Асинхронные и синхронные электродвигатели вращаются с постоянной скоростью, зависимой только от частоты и числа полюсов мотора. Для

варьирования скорости вращения к мотору подается изменяема частота с помощью систем терристов. Пуск синхронного двигателя, имеющего нулевую пар вне скорости синхронизации, осуществляется путем пуска мотора в асинхронно режиме. [12].

Коэффициент полезного действия электропривода находится между 93-98% в зависимости от мощности.

ДКС с электроприводом, имеет ряд преимуществ перед газомоторными и газотурбинными приводами:

Преимущества:

- 1) высокий КПД, мало снижаемый нагрузкой;
- 2) низкий уровень шума;
- 3) незначительные загрязнения.

Недостатки:

- 1) необходимость электросети высокой мощности;
- 2) стоимость может быть повышена, если электричество будет использоваться во время пиковых нагрузок (E.D.F.).

3 Постановка задачи исследования

Особенностью газовых и газоконденсатных месторождений являются высокие внутрипластовые давления на ранних стадиях разработки. В процессе добычи газ выходит из скважины со значительным давлением, порядка 10-15 МПа и выше. Этого достаточно для добычи и качественной подготовки сырья – сырой газ со скважин под собственным давлением поступает для осушки на установку комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК). Но со временем, в процессе разработки месторождения происходит уменьшение пластового давления, что в свою очередь приводит к падению давления во всей системе пласт - скважина - промысловые газосборные сети - установки подготовки газа. Этот фактор существенно осложняет подготовку товарного продукта.

Таким образом, падение давления это неизбежный процесс для каждого месторождения, приводящий к негативным последствиям.

Целью данной работы является обеспечение стабильного технологического режима низкотемпературного сепаратора в условиях падения пластового давления.

Задачами исследования являются:

1. Исследовать влияние снижения пластового давления на эффективность подготовки газа: точки росы товарного газа, выход стабильного конденсата и пропан-бутановой фракции.
2. Создать моделирующую схему процесса подготовки газа по технологии низкотемпературной сепарации и подготовки конденсата методом ректификации в программе UniSim Design
3. Предложить способ поддержания стабильного технологического режима низкотемпературного сепаратора.
4. Оценка технологической и экономической эффективности модернизации технологии подготовки газа

4 Объект и методы исследования

4.1 Геолого-промысловая характеристика месторождения

4.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом разрезе Мыльджинского месторождения принимают участие палеозойские и мезозой-кайнозойские отложения. Первые представляют фундамент, последние – осадочный чехол. Мощность чехла достигает 2700 м. В составе комплекса осадочных образований принимают участие юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения, залегающие несогласно на размытой поверхности фундамента, сложенного дислоцированными докембрийскими, палеозойскими и частично мезозойскими образованиями. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями васюганской свиты верхней юры и куломзинской свиты нижнего мела. Основными продуктивными пластами является пласт Ю1 и Б10 кроме того газоконденсатные залежи наблюдаются в пласте Б19.

4.1.2 Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с поровыми коллекторами пластов Ю₁^{1–4}, Ю₂¹, Ю₂² васюганской и Б₈, Б₁₀, Б_{16–20} куломзинской свит.

Залежь пласта Ю₂² вскрыта 5 скважинами на глубинах 2386 – 2416м. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее – 17,5X2км, высота 79м. Газоводяная зона занимает 4,6км² или 13,4% от всей площади.

Залежь пласта Ю₁ вскрыта 11 скважинами на глубинах 2392 – 2401м. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее 21X4км, высота 31м. Газоводяная зона незначительная и равна 12,8 км² или 16,7%.

Залежь пласта Ю₁⁴ вскрыта 19 скважинами на глубине 2365 – 2436м. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,8 – 11,2м.

Залежь пласта Б₁₆₋₂₀ вскрыта 11 скважинами на глубинах 2227 – 2281м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 до 20,0м. Залежь является пластовой сводовой, литологически ограниченной. Размеры ее 19 х 4,5км, высота 40м.

Залежь пласта Б₁₀ вскрыта 13 скважинами на глубинах 2143 – 2245м. Эффективная газонасыщенная толщина колеблется от 2,0 до 13,2 м. Положение. Размеры залежи 19,0 х 4,0км, высота 111м. Газоводяная зона занимает 9,1 км² или 11,4 %.

Залежи пласта Б₈ вскрыты 4 скважинами на глубинах 2204 – 2227 м. Выявленные две залежи приурочены к центральному и южному куполам. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 2,0 до 6,4м.

Залежи газоконденсатные, пластово-сводовые, по всей площади подстилаются водой. Размеры залежей 6,0 х 2,7км, 5,2 х 4,0км, высота соответственно составляет 11 и 13м.

В отложениях палеозоя тюменской свиты (пласты Ю₃ - Ю₇) опробованные объекты были «сухими», с непромышленными притоками УВ или с незначительными притоками воды.

4.1.3 Фильтрационно-емкостные свойства пород коллектора

Пласт Ю₁₁ по лабораторным исследованиям характеризуется изменением коэффициента пористости от 0,14 до 0,21 при среднем его значении 0,17. По данным ГИС среднее значение равно 0,15 при изменении от 0,13 до 20,0. При значительном изменении проницаемости как по лабораторным, так и по данным ГИС их среднее значение близки, незначительно отличается и остаточная водонасыщенность. Средний коэффициент песчанистости составил 0,4.

По пласту Ю₁₂ значения параметров, определенные по данным ГИС, существенно отличаются от лабораторных определений. Объясняется это непредставительностью выборки керна, в которой почти половина образцов

отобрана из пласта в скважине N, вскрывшей зону улучшенных коллекторов. Средний коэффициент песчанистости составил 0,44.

4.1.4 Газоконденсатная характеристика

Газоконденсатная характеристика Мыльджинского ГКМ изучалась на разных стадиях разработки месторождения: разведочных и поисково-разведочных работ, опытно-промышленной и промышленной эксплуатации месторождения. На всех этапах выполнялся большой объем работы по ее изучению.

На стадии опытно-промышленной эксплуатации начальная газоконденсатная характеристика месторождения изучалась специалистами ООО «ВНИИГАЗ». Тогда же представлены прогнозные показатели по изменению содержания конденсата в пластовом газе при снижении давления в залежи.

В 2008 году были проведены контрольные газоконденсатные исследования девяти скважин Мыльджинского месторождения.

По залежи А₃ в пересчете запасов 2003 г. величина коэффициента извлечения конденсата по пласту А₃ принята равной 0.6 при потенциальном содержании конденсата в пластовом газе 67 г/м³. На сегодняшний день никаких новых исследований не выполнено и величина коэффициента извлечения конденсата осталась без изменения.

По залежи Б₈ в подсчете запасов 2003 г. коэффициент извлечения конденсата был принят равным 0.71 при потенциале С₅₊ - 102 г/м³. В настоящее время величина потенциального содержания подтверждена, коэффициент извлечения конденсата оставлен без изменения – 0.71.

По залежи пластов Б₁₆₋₂₀ PVT исследований не проводилось. Потенциальное содержание конденсата в газе утверждено равным 100 г/м³, величина коэффициента извлечения конденсата осталась прежней - 0.71.

Залежь пласта Б₁₀

Информация о начальной газоконденсатной характеристике пласта Б10 в процессе разведки и ОПЭ была получена не в полном объеме. В 2001 для обоснования потенциального содержания конденсата в пластовом газе пласта Б10 выполнены работы с использованием метода «масштабных» исследований.

«Масштабные» исследования выполнены путем сепарации на УКПГ всего потока газа продукции из скважин, эксплуатирующих залежь пласта Б10. На основе рекомбинированных образцов, составленных по сепараторным пробам исходя из определенного КГФ ($192 \text{ см}^3/\text{м}^3$), были проведены экспериментальные исследования.

Для определения растворимости конденсата при начальных пластовых условиях (22.1 МПа) в пластовую систему сделана догрузка углеводородов C_{5+} . До полного насыщения потребовалось конденсата $120 \text{ г}/\text{м}^3$, что соответствует содержанию сырого конденсата $270 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Используя полученное значение выхода сырого конденсата и результаты лабораторных исследований, рассчитывался состав пластового газа и потенциальное содержание в нем компонентов фракции C_{5+} .

Значение C_{5+} ($120 \text{ г}/\text{м}^3$) совпало с утвержденным ГКЗ в 1967 г. значением. В результате величину потенциала C_{5+} по данной залежи рекомендовалось оставить без изменений – $120 \text{ г}/\text{м}^3$ пластового газа или $124 \text{ г}/\text{м}^3$ «сухого» газа.

По результатам опыта дифференциальной конденсации (таблица 4.1) рекомбинированной смеси коэффициент извлечения конденсата составил 0.61. С учетом введения поправки влияния конденсационной воды потенциальная величина конденсатоотдачи по пласту Б10 была утверждена равной 0.57.

Таблица 4.1 – Результаты опыта по дифференциальной конденсации пластового газа залежи Б10

Давление, МПа	22.1	21.8	20.0	17.6	14.7	11.8	10.0	8.2	5.9
Количество выпавшего конденсата, $\text{см}^3/\text{м}^3$	$P_{\text{НК}}$	3.2	15.3	31.4	52.8	67.6	73.3	76.7	78.6

По юрской залежи в 2000 – 2001 гг. ООО «ВНИИГАЗ» выполнен полный комплекс промысловых и лабораторных исследований на газоконденсатность, вскрывших отложения пласта Ю₁³⁻⁴, основные результаты которых приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Газоконденсатная характеристика пласта Ю₁³⁻⁴

Интервал перфорации, м, залежь	Дата исследования	Условия сепарации		Выход конденсата, см ³ /м ³		Дебит газа сепарации, тыс.м ³ /сут	Пластовые		Депрессия на пласт, МПа (%)	Скорость на выходе в НКТ, м/с
		t, °C	p, МПа	сыр.	стаб.		p, МПа	t, °C		
2689-2697 Ю ₁ ³⁻⁴	8 – 14. 09.2000 г.	7	4.0	147. 8	112	95.6	25.1	82	8.0 (31.8)	1.65
2702-2729 Ю ₁ ³⁻⁴	15 – 16. 09.2000 г.	9	3.8	155. 0	121	168.2	24.6	82	6.6 (26.8)	2.57

По данным исследования проб на конечной стадии разработки в жидкую фазу переходит 60 см³/м³, что при плотности «выпавшего» конденсата 0.7576 г/см³ составляет 45.4 г/м³. При потенциальном содержании конденсата 125 г/м³ газа сепарации, коэффициент извлечения конденсата равен (125-45.4)/125 = 0.64.

4.1.5 Запасы газа, стабильного конденсата и нефти

Впервые запасы Мыльджинского ГКМ утверждены ГКЗ в 1966 г. по материалам 14 скважин по категориям С₁ и С₂ в количестве 66480 млн. м³ газа и 5047 тыс. т конденсата по категории С₁; 73513 млн. м³ газа и 5544 тыс. т конденсата по категории С₂.

Второй подсчет был выполнен Новосибирским территориальным геологическим управлением в 1967 г. по материалам 32 разведочных скважин. Запасы были утверждены ГКЗ СССР в 1968 г. по четырем объектам - продуктивным пластам меловых (Б_{VIII}, Б_X, Б_{XVI-XX}) и юрских (Ю_{I-II}) отложений - в количестве: 43508 млн. м³ «сухого» газа по категории В, 48059 млн. м³

«сухого» газа и 9543 тыс. т конденсата категории C_1 , 7596 млн. m^3 газа и 891 тыс. т конденсата категории C_2 . Представленные запасы нефти нефтяной оторочки утверждены не были.

В 2003 г. на основании большого количества накопленной геолого-геофизической информации выполнен оперативный пересчет запасов Мыльджинского месторождения. Утверждены запасы газа и конденсата по восьми объектам меловых (A_3 , B_8 , B_{10} , B_{16-20}) и юрских ($Ю_{11}$, $Ю_{12}$, $Ю_1^{3-4}$, $Ю_2^1$) отложений в количестве: 89295 млн. m^3 «сухого» газа и 11035 тыс. т конденсата категории C_1 , 6943 млн. m^3 «сухого» газа и 810 тыс. т конденсата категории C_2 .

По состоянию геологической изученности на 01.01.2011 г. запасы свободного газа, конденсата, нефти и растворенного газа Мыльджинского месторождения представлены на утверждение в ГКЗ МПР РФ. Запасы подсчитаны по девяти продуктивным пластам, содержащим в общей сложности 22 залежи углеводородов (сверху вниз): A_3 (одна залежь), B_8 (одна залежь), B_{10} (одна залежь), B_{16-20}^1 (две залежи), B_{16-20}^2 (одна залежь), $Ю_1^1$ (три залежи), $Ю_1^2$ (три залежи), $Ю_1^{3-4}$ (семь залежей), $Ю_2^1$ (три залежи). Часть запасов объектов B_{10} , B_{16-20}^1 и $Ю_1^{3-4}$ расположена за пределами Мыльджинского лицензионного участка.

Суммарные запасы свободного газа Мыльджинского месторождения категории C_1 составили 99825 млн. m^3 , категории C_2 – 5330 млн. m^3 .

Суммарные запасы конденсата Мыльджинского месторождения категории C_1 составили 11974 тыс. т, категории C_2 – 588 тыс. т.

Суммарные запасы нефти Мыльджинского месторождения категории C_1 составили 3577 тыс. т, категории C_2 – 2924 тыс. т.

Суммарные запасы растворенного в нефти газа Мыльджинского месторождения категории C_1 составили 286 млн. m^3 , категории C_2 – 233 млн. m^3 .

4.2 Технологические показатели разработки Мыльджинского НГКМ

По состоянию на 01.01.2011 г. общий фонд Мыльджинского месторождения составляет 99 газовых скважин и две скважины – в действующем водопоглощающем фонде. В действующем фонде 55 единиц

Коэффициент использования фонда скважин на месторождении составляет 0.98, коэффициент эксплуатации – 0.95. Месторождение эксплуатируется на режиме истощения. В ранних проектных документах выделялись два объекта: объект 1 – группа пластов Ю₁ и объект 2 – группа пластов Б.

За 2010 год в целом по месторождению добыто 2356 млн. м³ – пластового газа, 2313.8 млн. м³ – «сухого газа» и 162.1 тыс. т стабильного конденсата, средний дебит «сухого газа» составил 118.6 тыс. м³/сут, стабильного конденсата – 8.3 т/сут. По сравнению с 2015 г. отмечается снижение добычи «сухого газа» на 54.9 млн. м³ (2.3 %) средний дебит скважин уменьшился на 2.8 тыс. м³/сут. Фонд скважин по сравнению с прошлым годом не изменился. Снижение добычи пластового газа связано с естественным снижением пластового давления в зонах отбора.

На 01.01.2011 г. накопленная добыча пластового газа – 32666.0 млн. м³, «сухого газа» составила 31936.8.0 млн. м³, стабильного конденсата – 2693.6 тыс. т, текущий КИГ на уровне 0.327, текущий КИК на уровне 0.225.

Основная доля накопленной добычи пластового газа, в общем объеме, приходится на объект группы пластов Ю – 66.7 % или 21773 млн. м³ от общей добычи, из них 86.0 % добыто из пласта Ю₁³⁺⁴, который является основным пластом объекта, остальная добыча – 3051.7 млн. м³ добыто из пластов Ю₁¹, Ю₁² и Ю₂¹. По объекту Б₁₀ добыто 10797.1 млн. м³ или 33.1 %. По пласту А₃ добыто – 93 млн. м³ «сухого газа». Пласты Б₈, Б₁₆₋₂₀¹ и Б₁₆₋₂₀² ранее не разрабатывались (рисунок 4.1).

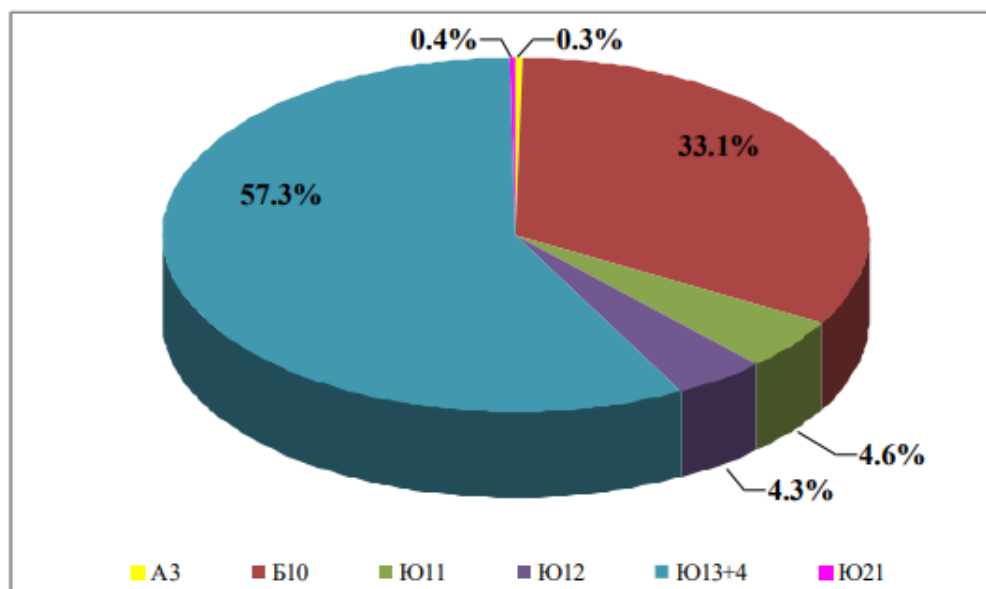


Рисунок 4.1 – Распределение накопленной добычи пластового газа
Мыльджинского месторождения

Эксплуатация месторождения начата в 1999 году вводом 16 скважин в северной и центральной части месторождения, все скважины вскрыли пласт $Ю_1^{3+4}$, в 5 из них вскрыты пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$. В последующие два года происходило активное разбуривание месторождения. Фонд на конец 2001 года достиг 42 единиц. В этот же год достигнута максимальная добыча «сухого газа» – 3593 млн. $м^3$ и стабильного конденсата – 360 тыс. т. В 2003 году месторождение вступило в период падающих отборов, т.к. началось снижение пластового давления в зонах отбора. Среднесуточный дебит пластового газа за 2011 год составил 120.8 тыс. $м^3/сут.$ Среднесуточный дебит стабильного конденсата – 8.3 т/сут. Максимальный среднесуточный дебит пластового газа составил 595.4 тыс. $м^3/сут.$, минимальный – 10.4 тыс. $м^3/сут.$ Максимальный дебит пластового газа достигнут в 2000 году: - 321.4 тыс. $м^3/сут.$

Из распределения фонда скважин по среднесуточным дебитам пластового газа (рисунок 4.2) видно, что почти 82 % скважин (45 единиц) являются низкодебитными (дебит газа до 150 тыс. $м^3/сут.$), 8 скважин среднедебитные (интервал от 150 до 200 тыс. $м^3/сут.$). И всего две скважины высокодебитные - 212 тыс. $м^3/сут.$ и 595.4 тыс. $м^3/сут.$ Этот факт объясняется высокими фильтрационно-емкостными свойствами зон расположения этих скважин.

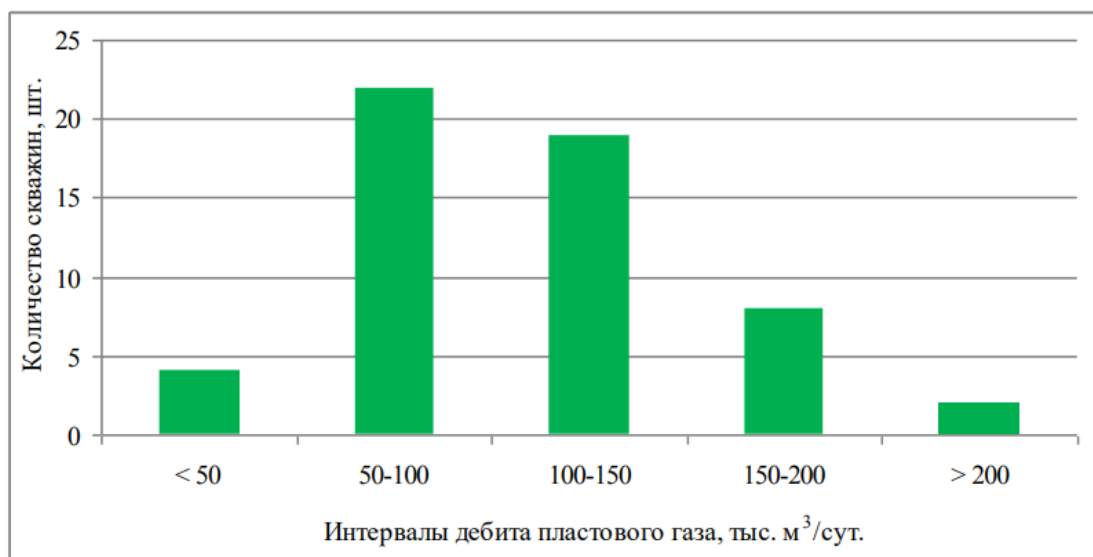


Рисунок 4.2 – Распределение действующего фонда скважин по дебиту пластового газа

Начиная с 2006 года, месторождение разрабатывалось без проектного документа, поэтому сопоставление проектных и фактических показателей будет произведено только за 2010 год согласно технологическим показателя «Технологической схемы разработки Мыльджинского газоконденсатного месторождения.

Добыча пластового газа должна была составить 2525 млн. м³ фактически добыто меньше на 169 млн. м³ (6.7 %), добыча «сухого газа» по проекту – 2456.8 млн. м³ фактически отобрано 2313.8 млн. м³, отставание обусловлено как меньшим действующим фондом на две единицы, так и меньшим дебитом пластового газа, за счет снижения продуктивности скважин. Накопленная добыча «сухого газа» отстает от проекта на 0.9 % и составляет 31.9 млрд. м³ (таблица 4.3).

Добыча стабильного конденсата ниже проектного значения (на 23.6 %) и составила 162.1 тыс. т, по причине меньшего дебита на 21.3 % (проект – 10.5 т/сут, факт – 8.3 т/сут) фонд скважин отстает на три единицы. Накопленная добыча стабильного конденсата незначительно ниже проектного значения на 1.5% (41 тыс. т) [14].

Таблица 4.3 – Мыльджинского газоконденсатного месторождения за 2010 год

Показатель	Протокол № 99-Г/2009 от 15.01.2009, утвержден ЦКР Роснедра			
	2010		Расхождения	
	проект	факт	абс.	%
Накопленная добыча пластового газа, млн. м ³	32982.7	32666.0	-316.7	-1.0
Годовая добыча пластового газа, млн. м ³ , в год	2525.0	2356.0	-169.0	-6.7
Отбор пластового газа от НГЗ, %	33.2	32.7	-0.5	-1.5
Темп отбора пластового газа от НГЗ, %	2.5	2.4	-0.1	-0.4
Накопленная добыча "сухого газа", млн. м ³	32221.1	31936.8	-284.3	-0.9
Годовая добыча "сухого газа", млн. м ³ , в год	2456.8	2313.8	-143.0	-5.8
Отбор "сухого газа" от НГЗ, %	32.8	32.9	0.1	0.3
Темп отбора "сухого газа" от НГЗ, %	2.3	2.4	0.1	4.3
Накопленная добыча конденсата, тыс. т	2734.6	2693.6	-41.0	-1.5
Годовая добыча конденсата, тыс. т, в год	212.1	162.1	-50.0	-23.6
Отбор конденсата от НГЗ, %	23.0	22.5	-0.5	-2.2
Темп отбора конденсата от НГЗ, %	1.8	1.4	-0.4	-23.6
Фонд действующих скважин на конец года, шт.	58	55	-3.0	-5.2
Среднегодовой дебит пластового газа, тыс. м ³ /сут	125.6	120.8	-4.8	-3.8
Среднегодовой дебит "сухого газа", тыс. м ³ /сут	141.5	118.6	-22.9	-16.2
Среднегодовой дебит конденсата, т/сут	10.5	8.3	-2.2	-21.3
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.	0.95	0.95	0.0	0.0
Среднее пластовое давление (пласт Ю ₁ ^{с^{тв}}), МПа	17.5	17.7	0.2	1.1
Среднее пластовое давление (пласт Б ₁₀), МПа	12.6	14.5	1.9	15.1

4.3 Технологическая схема установки комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения

УКПГ (рисунок 4.3) предназначена для получения сухого отбензиненного газа, отвечающим требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия», с последующей подачей его в магистральный газопровод Мыльджинское месторождение – Вертикос» с давлением 4,5–5,5 МПа. Сухой газ УКПГ используется также в качестве топливного газа на газодизельной электростанции для производства электроэнергии, на котельной МНГКМ, на печах огневого нагрева УДСК, в качестве продувочного, топливного газа на факелах высокого и низкого

давления. В процессе осушки газа на УКПГ выделяется нестабильный конденсат, который направляется на УДСК для стабилизации.

В качестве сырья используется газоконденсатная смесь, поступающая из скважин Мыльджинского ГКМ, Северо-Васюганского ГКМ и Южной группы месторождений. Состав поступающего на УКПГ сырья представлен в приложениях А – Д.

УКПГ состоит из трех технологических модулей подготовки газа с законченным технологическим процессом.

Каждый из трех МПГ работает автономно и включает в свой состав: сепараторы первой С-1, второй С-2 и третьей С-3 ступеней сепарации; разделители жидкости РЖ-1 и РЖ-2, детандер-компрессорный агрегат (ДКА), теплообменники «газ - газ» Т-1 и Т-2, теплообменники «конденсат-конденсат» ТР-2 и теплообменник «конденсат-конденсат» ТР-1 – на МПГ №1. Для охлаждения компримированного низконапорного газа в МПГ №2 и МПГ №3 установлены теплообменники «газ-конденсат» ТК-1.

Отделение основной массы (75 %) капельной, жидкой фазы и механических примесей из газожидкостной смеси, поступающей от кустов скважин, осуществляется на 1-й и 2-й ступенях сепарации. При этом более половины общего количества жидкости отделяется в сепараторе С-1.

Осушка газа до требуемой точки росы по влаге и углеводородам производится за счет снижения температуры газа, в результате изоэнтальпийного расширения газа в детандер-компрессорном агрегате в летний период, в результате изоэнтальпийного процесса на дросселирующем клапане в зимний период, установленных перед сепаратором С-3 и рекуперации холода в теплообменниках Т-1, Т-2 [15].

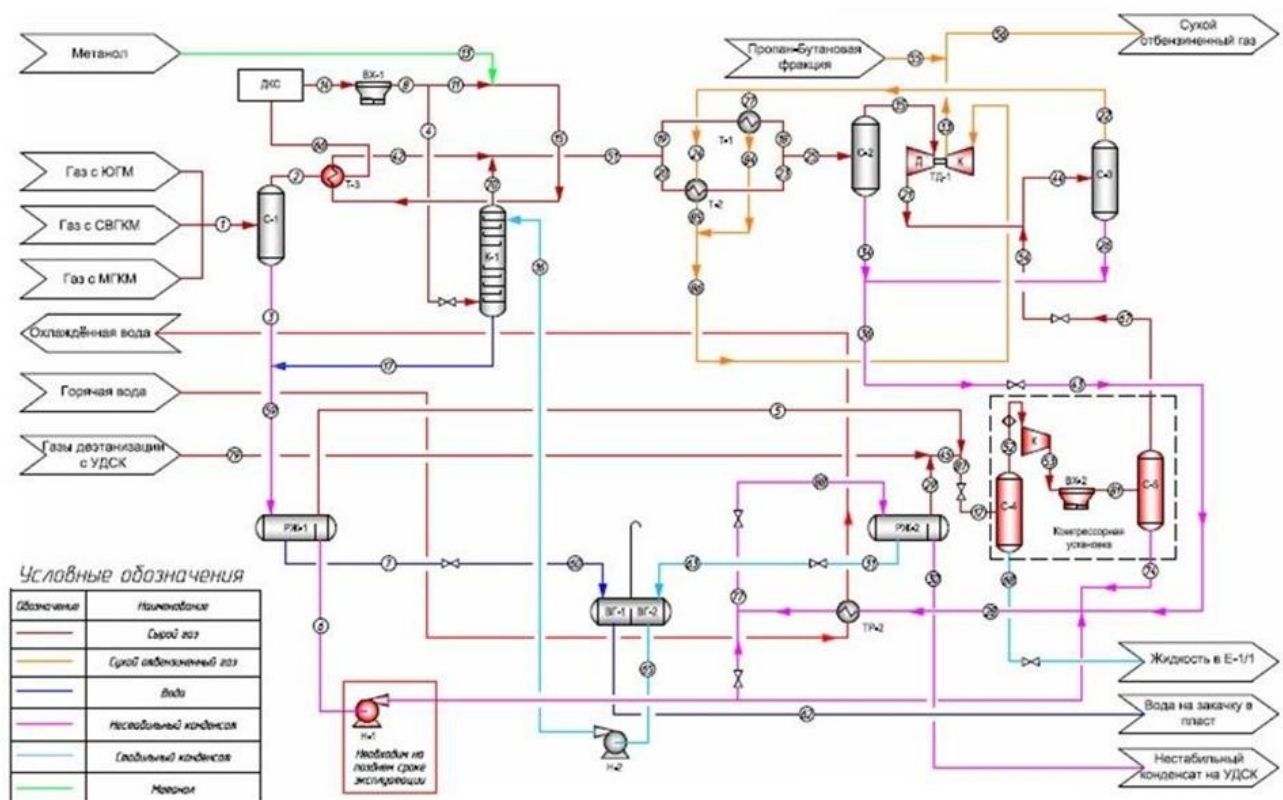


Рисунок 4.3 – Технологическая схема установки НТС на МНГКМ

4.4 Характеристика программного комплекса Unisim Design

Unisim Design – представляет собой интегрированную систему, позволяющую рассчитывать как стационарные, так и динамические режимы работы, причем для моделирования стационарного и динамического режимов работы используются одни и те же термодинамические модели [16].

Целый ряд существенных компонент, которые входят в программу Unisim, делают ее мощным инструментом моделирования стационарных режимов работы технологических схем.

Ключевым моментов программы является событийно ориентированный характер ее работы. Поскольку Unisim представляет собой объединенную среду, предназначенную для расчетов как стационарных, так и динамических режимов работы, «статика» и «динамика» будут последовательно рассматриваться при описании каждой операции, что позволит увидеть, каким образом распределяться информация, относящаяся к этим двум подходам. Программа содержит пять различных методов оптимизации, предназначенных

для задач без ограничений и с ограничениями. Имеется специальный механизм возврата в исходную точку на случай, если алгоритм оптимизации «загоняет» схему в нереализуемую область. Unisim содержит набор вспомогательных программ (утилит), которые можно ставить в соответствие потокам или операциям. Эти программы взаимодействуют со схемными переменными и обеспечивают пользователя дополнительной информацией.

Отдельные подсхемы при этом участвуют в общем расчете как операции, т.е. они пересчитываются всякий раз при изменении информации в связанных с ними потоках. Интерфейс программы Unisim организован так, что он соответствует описанному выше подходу к моделированию процессов, являясь, по существу, его составной частью. Хорошо организованный интерфейс является важнейшей предпосылкой успешного моделирования (разумеется, при условии адекватности применяемых вычислительных методов).

7 Социальная ответственность

Безопасная жизнедеятельность человека возможна только при верной и адекватной оценке вредоносных производственных факторов. Причины опасных изменений в организме работника могут быть различными. К ним можно отнести вредные производственные факторы среды, высокая физическая нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение и различные их комбинации.

На рабочем месте человек подвержен влиянию множества специфических производственных факторов, большая часть которых представляет угрозу для здоровья. Для предотвращения причинения вреда здоровью работника каждое предприятие обязано предпринимать должные меры по обеспечению безопасности трудовой деятельности.

В разделе «Социальная ответственность» проводится анализ опасных и вредоносных факторов труда инженера – оператора технологических установок (ТУ), а так же разработка способов защиты от них, рассмотрение условий труда на установке комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Введение

Сущность научной исследовательской работы по теме исследования заключается в анализе действующей технологической схемы Установки подготовки газа и конденсата с целью ее модернизации, для поддержания технологического режима в аппаратах низкотемпературной сепарации. Потенциальным пользователем разрабатываемого решения является компания АО «ТомскГазпром». Географическое положение места выполнения работ – Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (Томская область).

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена за пультом управления составляет 12 часов. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также сотрудников, не имеющих допуск к работе. Каждому оператору в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. Оператор может устранять мелкие неполадки в работе установки, но запрещается допуск к устранению серьезных поломок. При обнаружении таковых незамедлительно сообщить сменному инженеру и вызвать бригаду ремонтников.

Технологические установки, за которыми следит оператор ТУ через компьютер, снабжены новейшими системами пожарной безопасности (ПБ). Датчики перегрева и повышенного давления стоят на всех узлах, где это необходимо и сигнализируют о неполадках и выводят данные об ошибке на монитор пульта управления (ПУ) с точным местом сбоя в системе установки. При необходимости система ПБ автоматически отключается или перекрывает узлы установки, для предотвращения аварии. Проверка систем безопасности необходима каждые три месяца.

Правильное расположение и компоновка рабочего места;

Рабочее место оператора ТУ должно располагаться так, чтобы свет в дневное время падал сбоку (рисунок 7.1). Расстояние от стены до компьютера должно быть не менее 1 м. При наличии нескольких компьютеров (как это и есть на рабочем месте оператора ТУ) расстояние между мониторами должно быть примерно 1,2 м.



Рис. 7.1 – Расположение рабочего места[18]

- Технологические перерывы;

Время непрерывной работы профессиональных пользователей ПЭВМ ограничивается регламентированными перерывами (табл. 7.1), общее время работы с ПЭВМ — не более 6 ч. Классы условий труда определяются по гигиеническим критериям Руководства Р 2.2.755-99.

Таблица 7.1 - Время регламентированных перерывов с ПЭВМ

Категории работы	Уровень нагрузки в рабочую смену			Общее время регламентированных перерывов, мин, при 9- часовой смене
	группа А, количество знаков до	группа Б, количество знаков до	группа В, ч до	
I	20000	15000	2,0	30
II	40000	30000	4,0	50
III	60000	60000	6,0	70

Продолжительность работы с ПЭВМ должно составлять не больше 4 ч при 9-часовом рабочем дне. Между часом работу должен быть перерыв на 5—10 минут, а через 2 часа — перерыв на 15 минут.

Профессиональные пользователи ПЭВМ должны проходить обязательную проверку в установленные сроки.

- Мероприятия по нормам вентиляции и отопления

В операторской осуществляется естественная вентиляция, так же есть дополнительная при помощи кондиционера. Площадь помещения примерно равняется 50 м². На рабочем месте постоянно находятся 3 человек, на каждого работающего приходится примерно 16,5 м² поля и 27,5 м³ воздуха. Норма которого 4,5 м² и 15 м³.

Температура поддерживается за счет водяного отопления.

Пульт управления оператора ТУ относится к месту незначительного тепловыделения, а поэтому влажность и температура должна быть:

- в зимний период: $t = 16 - 22 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $w = 30 - 60 \%$
- в летний период: $t = 22 - 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $w = 30 - 60 \%$;

7.2 Производственная безопасность

7.2.1 Анализ вредных факторов

Рассмотрим виды работ, выполняемых оператором ТУ, и связанные с ними вредные и опасные факторы, а также нормативные документы, устанавливающие их допустимые пределы, в таблице 7.2.

Таблица 7.2 Опасные и вредные факторы при выполнении работ оператором технологических установок

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа в помещении за пультом управления технологических установок (работа с компьютером)	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2.Повышенная запыленность; 3.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4.Повышенный уровень электромагнитных излучений.	1.Электробезопасность; 2.Пожаробезопасность.	1.СанПиН 2.2.4.548-96 [19]; 2.СанПин 2.2.1/2.1.1.12 78-03 [20]; 3.СанПиН 2.2.2/2.4.134 0-03 [21]; 4.ГОСТ 12.1.030-81 [22]; 5. 22 июля 2008 года N 123-ФЗ [23].

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с показателями нормы, указанными в таблице 7.3 согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [19].

Таблица 7.3 – Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственного помещения [19].

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		фактич. значение	допуст. значение	фактич. значене	допуст. значене	фактич. значене	допуст. значене
холодный	1б	22	20,9-23,1	45	15-75	0-0,05	0,1
теплый	1б	24	21,9-24,1	55	15-75	0-0,05	0,1

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения. Если же условия микроклимата будут больше или меньше допустимых значений, то нужно произвести мероприятий по улучшению условий микроклимата: можно установить обогреватели в холодный период времени и кондиционеры в теплый. Для улучшения влажности в помещении, поставить ёмкости с водой. Для увеличения или уменьшения скорости воздуха в помещении, можно образовать или устранить сквозняк.

Повышенная запыленность

В процессе работы, внутри рабочего помещения вследствие создаваемой незначительной вибрации, поднимается и осаждается пыль. Так же все рабочие механизмы собирают на себе огромное количество пыли, приходящего из улицы, из-за статического электричества. Данный вид вредности плохо сказывается на здоровье операторов ТУ.

Мероприятия для защиты от данного вида вредного воздействия: влажная уборка помещения один раз в два дня.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Рабочее место оператора ТУ должно обладать оптимальной освещенностью. Согласно СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 [20] для помещения работы с дисплеями общая освещенность должна составлять 400 Лк. Для низкой усталости глаз и своевременного обнаружения неполадок необходимо

хорошо освещенное рабочее место. В таблице 7.4 указаны параметры систем естественного и искусственного освещения.

Таблица 7.4 – Параметры систем естественного и искусственного освещения на рабочих местах [20]

Наименование рабочего места	Тип светильника и источника света	Коэффициент естественной освещенности, КЕО, %		Освещенность при совмещенной системе, Лк	
		Фактически	Норм. Значения	Фактически	Норм. значения
В помещении за компьютером	Сберегающие лампы накаливания	1,5	1,5 - 2,0	600	400

Рабочее место оператора ТУ освещается естественным светом, проникающего через 5 оконных проемов (в дневное время), а в утренние и вечерние часы – за счет искусственного. Установлены мощные сберегающие лампы накаливания, суммарной освещенностью 600 Лк. Мероприятия по улучшению освещенности в дневное время: своевременная очистка оконных проемов от пыли и грязи.

Электромагнитные излучения

Источниками электромагнитного поля (ЭМП) является процессор, клавиатура, дисплей. Вокруг компьютера оператора образуется ЭМП с диапазоном частот 5 до 500 кГц.

Допустимые уровни ЭМП, создаваемые ПЭВМ на рабочем месте оператора, не должны превышать значений, указанных в таблице 7.5 согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Таблица 7.5 - Возможные уровни ЭМП [21]

Параметры	Допустимый уровень в диапазоне	
	5 Гц – 2 кГц	2 – 450 кГц

Напряженность электрического поля, (В/м)	25	2,5
Плотность магнитного потока, нТл	250	25
Напряженность электростатического поля, (кВ/м)	15	

Работа с компьютером имеет множество негативных влияний на человека, которые сказываются на его здоровье. На рисунке 7.2 приведены основные факторы негативного воздействия компьютера на организм человека и их последствия.



Рисунок 7.2 – Факторы отрицательного воздействия компьютера на здоровье человека

Для защиты от ЭМП используются различные фильтры:

- Зарубежные стеклянные фильтры полной защиты. Они обеспечивают ослабление мощности электромагнитного и электростатического полей, а также ультрафиолетового излучения не менее чем на 90%, рентгеновского излучения — на 40-70%;
- Фильтры российского производства фирм «Русский щит» и «СИНКО», которые также относятся к категории фильтров полной защиты;

- Компьютерные спектральные очки для лучшего качества изображения, защиты от избытков энергетических потоков видимого света;
- Специальная налобная повязка для частичной экранизации негативного энергоинформационного воздействия компьютера и периферийных средств. Такая повязка необходима хроническим больным, особенно чувствительным к воздействию ЭМП.

7.2.2 Анализ опасных факторов

Электробезопасность (ЭБ)

Электрическое питание рабочего места оператора Технологических Установок (ТУ) осуществляется от распределительного щита с напряжением 220 В. Все электроприборы, используемые в операторской, относятся к низковольтным. К III категории относятся все электроприемники.

Рабочая зона оператора ТУ относится к классу П-Па по ПУЭ – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества [22].

ЭБ должна проводиться следующими мероприятиями:

- должны быть изолированы все токоведущие части; запрещается эксплуатировать поврежденные удлинительные шнуры; неизолированные части должны защищаться ограждениями; нельзя использовать поврежденные рубильниками, розетки и другими электроустановочными приборами;
- должно быть наличие заземления; быстродействующее устройство защиты;
- электрические приборы должны иметь защиту от токов короткого замыкания; защитой должны служить предохранители или автоматические выключатели.

Ремонт электрического оборудования может выполнять только специально подготовленный персонал.

Каждый должен знать первые медицинские помощи при поражении электрическим током. В операторской должна быть медицинская аптечка для оказания первой медицинской помощи.

Электроприбор должен быть отключен в случае:

- появления дыма, огня, запаха;
- появления искр из электрического прибора;
- с видимыми повреждениями кабелей.

При возгорании, необходимо вызвать пожарную бригаду и незамедлительно приступить к тушению, при помощи средств пожаротушения. Установки находящихся под напряжением, можно тушить только порошковыми огнетушителями или углекислотным.

Пожарная безопасность

Согласно федеральному закону от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ [23], рабочее место оператора ТУ относится к классу Д-II, так как в помещении присутствуют твердые горючие материалы. Горючие материалы: диваны, стулья, столы, шкафы и документация.

Для предотвращения пожара нужно предпринять меры:

- убрать неиспользуемые нагревательные приборы;
- чайники и микроволновки поставить на невозгораемые основы;
- курить строго в отведенном месте.

В соответствии с требованиями пожарной безопасности должен быть план эвакуации.

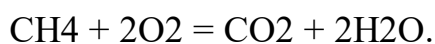
В случае возникновения пожара операторная оборудована системой автоматического пожаротушения. Также в качестве средств тушения используются огнетушители, песок и огнестойкие материалы (асбестовое полотно, войлок).

8.3 Экологическая безопасность

При работе и обслуживании технологических установок создаются воздействия на окружающую среду.

Защита атмосферы

Источником загрязнения атмосферы является сброс газа на горизонтальное факельное устройство (ГФУ), которым управляет оператор ТУ с компьютера. При возникновении необходимости (продувка шлейфовых трубопроводов) газ направляется на сжигание, при этом происходит реакция окисления (горения) метана по соответствующей формуле:



В результате горения образуется углекислый газ. Также образуется угарный газ. Значения предельно допустимых концентраций этих компонентов, согласно ГН 2.2.5.686-98 [24], составляют 0,5 % от объемного содержания воздуха для CO_2 и 20 мг/м³ для СО.

Источниками выбросов продуктов сгорания также являются дымовые трубы блоков огневой регенерации гликоля, установки подогрева топливного газа, огневых подогревателей резервуаров воды, водогрейных котлов.

На газовом промысле присутствуют неорганизованные выбросы вредных веществ в атмосферу, основными источниками которых являются выбросы от технологического оборудования. Источником неорганизованных выбросов в атмосферу метана являются вентиляционные шахты вытяжных вентиляционных установок цехов осушки газа, регенерации гликоля, здания переключающей арматуры.

Выбросы гликоля и метанола образуются в процессе их хранения на складе (дыхание резервуаров), а также вентвыбросы технологических помещений.

В таблице 7.6 представлен перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от оборудования газового промысла.

Таблица 7.6 Загрязняющие вещества газового промысла и их ПДК [24]

Наименование загрязняющего вещества	Код загрязняющего вещества	ПДК м.р., мг/м ³	Класс опасности вещества
Компоненты природного газа:			
Метан	410	7000	не установлен

Бутан	402	200	IV
Оксид углерода	337	5.0	IV
Диоксид азота	301	0.085	II
Оксид азота	304	0.4	III
Метанол	1052	1.0	III
ДЭГ	1023	0.2 (с.с)	IV

Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу:

- обеспечение полной герметизации технологических процессов подготовки газа;
- контроль технологических процессов с помощью средств автоматики;
- все виды сбросов газа должны осуществляться на свечу, сбросы при продувке скважин на факел;
- должна постоянно проводиться работа по выявлению утечек вредных веществ.

Защита Литосферы

Происходит загрязнение литосферы посредством твердых бытовых отходов, таких как: используемые картриджи от принтера, использованная бумага и т.д. Мероприятия: утилизация бумаги, пластика на переработку в соответствующие организации.

Загрязнение гидросферы

Использованная в бытовых и промышленных целях вода, сбрасывается в канализационные воды. До сброса вода подвергается очистке от загрязняющих примесей. Основными загрязняющими веществами, содержащимися в сбрасываемых водах, являются нефтепродукты, метанол и диэтиленгликоль, ПДК для которых указаны в таблице 7.7 согласно ГН 2.1.5.1315-03 [25].

Таблица 7.7 Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в сточных очищенных вод [25]

Вредное вещество	ПДК, мг/л
Нефтепродукты	0,3
Диэтиленгликоль	1,0
Метанол	0,1

Мероприятия по устранению загрязнения гидросферы: глубокая фильтрация и очищение сбрасываемых отработанных вод, постоянный контроль за содержанием вредных веществ в сбрасываемых водах, повторное использование очищенной воды в промышленных целях.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, а также при нарушении различных мер безопасности. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

При проведении работ по обслуживанию ТУ наиболее вероятным и разрушительным стихийным бедствием является взрывоопасность газа. Вследствие взрывоопасной ситуации, может возникнуть пожары в зданиях, сооружениях жилого, социального и культурного назначения, относящихся в классу ЧС техногенного характера.

В целях предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций должны проводиться следующие мероприятия:

- непрерывный контроль за состоянием промыслового оборудования;
- установка средств автоматики для своевременного предупреждения персонала о возникновении чрезвычайной ситуации;
- регулярный инструктаж работников о правилах эксплуатации оборудования и правилах поведения в случае риска возникновения чрезвычайной ситуации.

Мероприятия по устранению чрезвычайных ситуаций:

Предотвращение распространения пожара достигается мероприятиями, ограничивающими площадь, интенсивность и продолжительность горения. К ним относятся:

- конструктивные и объёмно-планировочные решения, препятствующие распространению опасных факторов пожара по помещению;

- ограничения пожарной опасности строительных материалов используемых в поверхностных слоях конструкции здания, в том числе кровель, отделок и облицовок фасадов, помещений и путей эвакуации;
- снижение технологической взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий;
- сигнализация и оповещение о пожаре;
- «План эвакуации людей при пожаре»;
- установлена система автоматической противопожарной сигнализации (датчики-сигнализаторы типа ДТП) .

Заключение

Охрана труда в современном мире имеет огромное значение в связи с интенсивным развитием производственной сферы и появлением новых видов деятельности. Соблюдение ее принципов позволяет решить одну из самых важных задач, а именно защита сотрудников предприятия от вредных и опасных факторов, влияющих на здоровье.

Согласно проведенным исследованиям, были выявлены опасные и вредные факторы, возникающие на рабочем месте оператора технологических установок на установке подготовки газа, а также проведен анализ вредного воздействия объекта на экологию.

Заключение

Проведен анализ научно-технической литературы, рассмотрен процесс низкотемпературной сепарации, влияющие на него факторы, компримирование углеводородных газов.

Представлена геолого-физическая характеристика Мыльджинского поднятия. Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с поровыми коллекторами пластов Ю₁¹ – Ю₁⁴, Ю₂¹, Ю₂² васюганской и Б₈, Б₁₀, Б_{16–20} куломзинской свиты.

Коэффициент использования фонда скважин на месторождении составляет 0.98, коэффициент эксплуатации – 0.95. Месторождение эксплуатируется на режиме истощения.

Продукция подготавливается по технологии низкотемпературной сепарации, с применением трубодетандерных агрегатов. Основная проблема заключается в снижении пластового давления.

Создана моделирующая схема действующей установки комплексной подготовки газа и конденсата в программе Unisim Design.

На основе моделирующей схемы исследовано влияние снижения пластового давления на эффективность подготовки газа и стабильного конденсата. При снижении давления до 3,2 МПа (в зимний период) температура точки росы по воде становится равной -18.72 °С, что уже не удовлетворяет условиям СТО Газпром 089-2010. При падении давления на входе в УКПГ до 2МПа, доля метана в товарном газе уменьшается на 2.7%, а доля тяжелых компонентов наоборот возрастает (доля бутана возросла более чем в 2 раза, доля пентана в 4 раза, а доля гексана в 15 раз), все это ведет к сильному ухудшению качества подготавливаемого газа. Выход стабильного конденсата снизился на 33860 кг/ч, вместе с тем, в его составе доля пентана снизилась на 31%. Выход СПБТ уменьшился на 191750кг/ч.

Предложен и смоделирован в ПО Unisim Design способ поддержания стабильного технологического режима низкотемпературного сепаратора посредством ввода второй ступени компримирования после первой ступени

сепарации. Найдено оптимальное давление на выходе из ДКС (после второй ступени компримирования), а именно 7950кПа, при котором в низкотемпературном сепараторе будет достигнуто давление максимальной конденсации. Модернизированный режим позволит получить товарный газ с точкой росы -28.38 °С по воде (при абсолютном давлении 3.92 МПа) с расходом 3419 т/ч, стабильный конденсат с расходом 88350 кг/ч, СПБТ с расходом 290т/ч.

Экономическая эффективность: затраты на строительство составят 25650 тыс.руб., стоимость эксплуатации оборудования в год составит 16242 тыс.руб.

Список использованных источников

1. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: ОАО «Издательство «Недра». 1999. – 473 с.
2. Петрухин В.В., Петрухин С.В. Справочник по газопромысловому оборудованию. – М.: Инфа-Инженерия, 2013. – 928 с.
3. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е. П. Запорожец, Д. Г. Антониади, Г. К. Зиберт и др.; ФГБОУ ВПО КубГТУ. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
4. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
5. Колокольцев С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.
6. Степанова Г.С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. – М: Недра, 1974. – 224 с.
7. Компрессорные станции. Дожимная компрессорная станция. [Электронный ресурс]. - http://www.intechgmbh.ru/gas_booster_station.php.
8. ДКС на базе поршневых компрессоров. [Электронный ресурс]. - <http://gassystems.ru/produkt/sjatie-gazov/dks-na-baze-porshnevykhkompessorov/>.
9. ДКС на базе винтовых компрессоров. [Электронный ресурс]. - <http://gassystems.ru/produkt/sjatie-gazov/dks-na-baze-vintovykhkompessorov/>.
10. ДКС на базе центробежных компрессоров. [Электронный ресурс]. - <http://gassystems.ru/produkt/sjatie-gazov/dks-na-baze-tsentrobeznykhkompessorov/>.
11. Газопоршневые двигатели – конструкция и принцип работы. [Электронный ресурс] - <http://mitsubishi-engine.ru/articles/princip-rabotygazoporshnevogo-dvigatelja>.
12. Басниев К.С. «Энциклопедия газовой промышленности» 4-е изд. - Москва, Акционерное общество ТВАНТ, 1994. - 884 с.

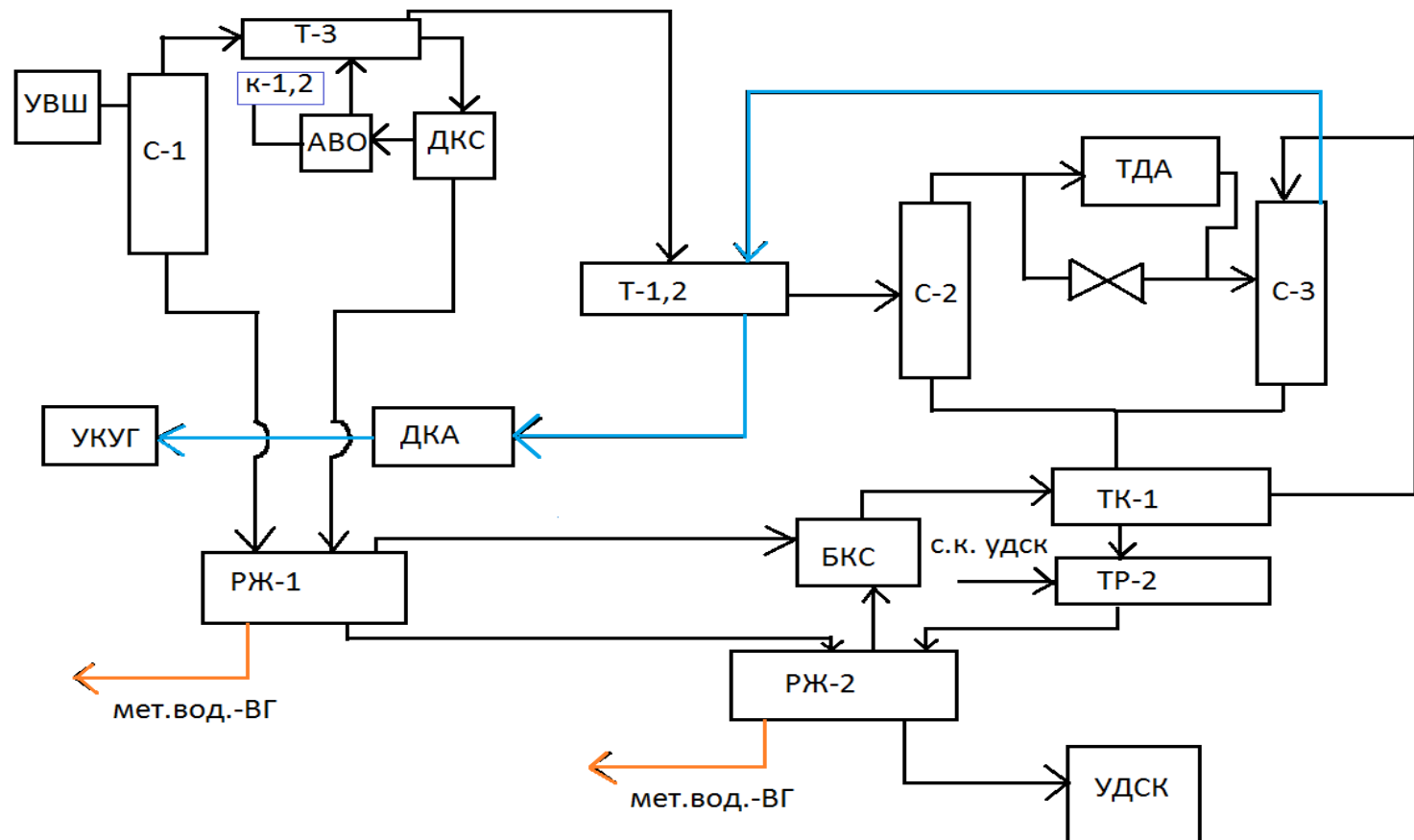
13. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов.— 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Недра, 1987. 309 с.
14. Комплекс промыслово-геологической информации по Мыльджинскому месторождению. – 2010 г.
15. Технологический регламент «Участок комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения». – 2016 г.
16. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2006.
17. Чайковская, Л.А. Налоги и налогообложение (схемы и примеры): Учебное пособие / Л.А. Чайковская. –М.: Экономика, 2012. – 301 с.
18. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
19. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
20. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
21. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы
22. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
23. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ.
24. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

25. ГН 2.1.5.1315-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

Приложение А

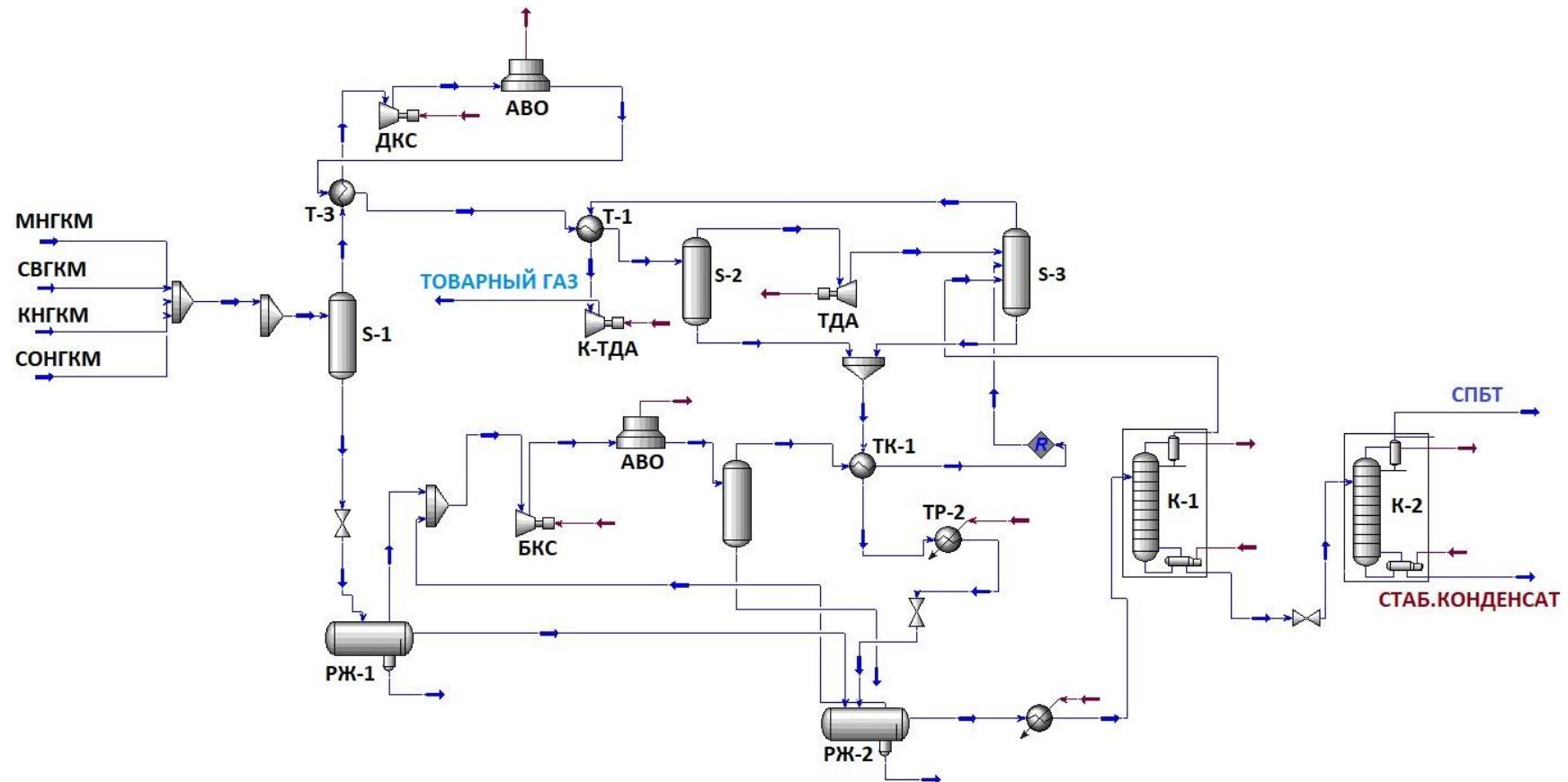
(информационное)

Принципиальная схема подготовки газа методом низкотемпературной сепарации



(информационное)

Моделирующая схема действующей УКПГиК



Приложение В

NATURAL GAS TREATING TECHNOLOGY

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Голов Евгений Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ИШПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Н.Ю.	к.пед.н.		

Introduction

Natural gas is widely used as an inexpensive fuel with high heating capacity (burning single cubic meter of gas yields up to 54 400 kJ or 51500 btu). It is considered one of the best consumer and household fuels. It will discuss the main processes used to purify gas. In the specific case of production from gas condensate reservoirs, the vapour phase and its treatment will be analysed in this chapter. The chemical and physical properties of natural gas depend on its origins and composition. The latter, except in unusual cases, does not significantly influence either treatment or transport. For this reason, the following discussion will not take into consideration the origins of the gas.

It is important to note that the presence of modest quantities of free water in gas must be completely removed to avoid the formation of condensation under the most critical transport and distribution conditions, in other words at high pressure and low temperature. The parameter defining this condition is the water dew point that is the temperature, at a given pressure, at which the first drop of condensed water forms.

1 Water and hydrocarbon dew point

As mentioned above, gas must be transported through long gas pipelines and then delivered to users through distribution networks. The gas is treated upstream the transport and distribution system. The distribution network does not include any treatment, but merely reductions in pressure; as a result, the gas must meet specifications such as to ensure that no conditions under which water and/or hydrocarbons might condense arise during any of the phases of transport and distribution. Obviously, these specifications vary depending on the area crossed.

Often, water and hydrocarbon dew point conditions also depend on the specific subsequent treatment which the gas must undergo. As will be seen below, the gas may be treated to recover higher hydrocarbons, or even liquefied for transport at atmospheric pressure with LNG carriers. In these cases, the gas must undergo a more

or less severe cooling process, as a consequence, the requisite reduction of the water and hydrocarbon dew point may be more or less severe.

Usually these two specifications consider two different values, although obviously they could be expressed as a single value. There are two reasons for this difference. As will be shown below, even very modest water condensation in a transport pipeline or during the treatment of gas may cause far more significant problems, such as the obstruction of the pipeline itself, than those caused by the modest condensation of hydrocarbons alone. For this reason, the operating margins for water condensation must be higher. A second reason is linked to the particular behaviour of the two-phase gas-liquid hydrocarbon equilibrium, as compared with the gas-water equilibrium. The latter shows a univocal pattern for saturation as a function of pressure. Given an identical water content, the higher the pressure the higher the dew point. In the case of hydrocarbons, this behaviour is more complex, and saturation and/or condensation do not have univocal behaviour versus pressure. The phase curve shown in Fig. 1 demonstrates that at low pressures the condensation temperature increases as pressure increases, up to a maximum value (cricondentherm); above this value the variation of the dew point as a function of pressure is inverted, and an increase in pressure leads to a reduction in the dew point.

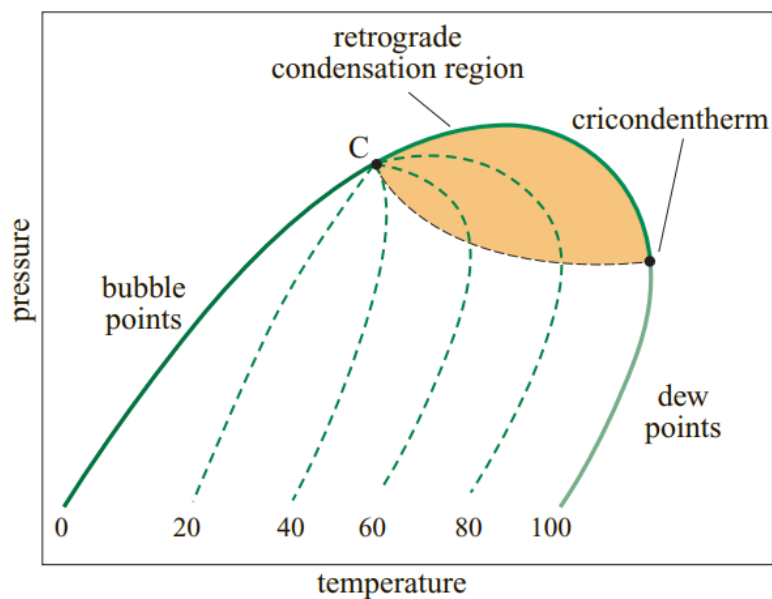


Figure 1 - Phase diagram for a multi-component mixture

The phase curve shown in Fig. 1 demonstrates that at low pressures the condensation temperature increases as pressure increases, up to a maximum value (cricondentherm); above this value the variation of the dew point as a function of pressure is inverted, and an increase in pressure leads to a reduction in the dew point. The range of pressures above the cricondentherm is therefore known as the retrograde condensation zone. Under this condition, a reduction of pressure at constant temperature leads to the condensation of liquid hydrocarbons rather than to undersaturation.

The above description explains why, in defining hydrocarbon dew point specifications; reference is not made to a predetermined pressure, as for water, but to the full range of pressures, starting from atmospheric pressure. The water dew point specification is more commonly defined as the water content in the gas.

Obviously, the hydrocarbon dew point cannot be expressed as a predetermined content[1].

2 Gas/liquid separation

From a theoretical point of view (dynamics of particles dispersed in a fluid), there is no difference between the setting of drops of liquid in a gas, and liquid/liquid gravity separation. Even from a practical perspective, the differences are insignificant.

The final settling velocity of the particles, V_t , is calculated by balancing the forces acting on the particles during their setting in the dispersing fluid. In the case of non-deformable spherical particles of diameter D_p , we obtain:

$$V_t = [4g D_p (q_p - q) / 3C'q]^{1/2}$$

where g is the acceleration of gravity, q_p the density of the particles, q the density of the dispersing fluid, and C' the drag coefficient. In the case of the separation of liquid particles suspended in a dispersing liquid, the settling of the particles usually occurs in conditions of laminar flow, given the low value of the

Reynolds number (Re), defined by the equation: $Re = D_p V_t q / \mu$ (where μ is the viscosity of the dispersing fluid). The coefficient C' can thus be expressed by the simple equation: $C' = 24/Re$, making it possible to calculate V_t using Stokes' law. By contrast, when dealing with the separation of liquid particles in a gas, Re takes on a far higher value due to the low viscosity of the dispersing fluid (gas), and it is therefore no longer possible to assume that the particles settle under conditions of laminar flow. In this case the coefficient C' is calculated as a function of Re using suitable programmes, or more complex equations. Solving the equation linking V_t to D_p requires calculation by trial and error, and this methodology has been codified in API RP 520[2].

The most obvious use for this methodology is sizing or evaluating the flare KOD (Knock Out Drum) separator. In this specific instance, for safety reasons, it is impossible to use any type of internals suited to aiding the coalescence of dispersed drops. As a consequence, the sizing of the vessel is based exclusively on the gravity separation described above. Using this methodology, the diameter of the particles removed from the gas stream is, in the case cited, in the order of 250 μm , whereas in other cases it may reach slightly lower values; however, this is an extremely approximate separation. Another example of the use of simple gravity separation is the slug catcher, where the main purpose of the equipment is to block the slugs of liquid entrained in a gas stream.

In all other cases where it is necessary to ensure a good reduction of entrained liquids alongside a rough gravity separation, a demisting unit must be inserted into the separator to help the drops to coalesce, facilitating the removal of particles with a diameter above 10 μm . It is not easy to define the degree of purification that can be obtained by these means; the statistical distribution of the diameters of the drops is in fact difficult to determine.

It is common practice to consider the liquid content entrained in a gas downstream a demisting unit sized to remove drops with a diameter above 10 μm as being equal to 0.1 Gal/10⁶ Sft³. This practical simplification derives from the data

from numerous separation units, rather than from studies of particle dynamics and the statistics of drop distribution.

One of the most commonly used demisting unit is the wire mesh pad: this is inserted perpendicular to the gas flow at a predetermined distance from the outflow and inflow nozzles of the stream itself.

In the separation of liquid from gas, the most frequently used typology is the vertical separator, where the gas outflow nozzle is positioned at the centre of the elliptical upper part of the vessel. In this case, the sizing of the separator is mainly based on calculating the minimum section needed for the installation described above.

The equation determining the maximum velocity of the gas in the demisting wire mesh pad is as follows:

$$V_t = K[(q_L - q_G)/q_G]^{1/2}$$

where q_L is the density of the liquid particles and q_G the density of the dispersing gas. The constant K varies as a function of the type of separator required and its working pressure. The values recommended by the GPSA (Gas Processors Suppliers Association) as a function of the various working pressures range from 0.36 at atmospheric pressure to 0.21 at 100 bar and above (when the density is expressed in lb/Sft³).

For some specific types of separation, such as the KOD separators used to protect compressors and expanders, the values of K are lower, with a coefficient of 0.8.

In a vertical separator, the cross-sectional area of flow thus corresponds to that of the horizontal wire mesh pad installed inside it. For other dimensions, such as height, it is necessary to know the flow rate of liquid to be removed and determine the hold-up time, which may vary depending on operating conditions and the chemical and physical properties of the fluids to be separated.

In some specific cases, horizontal separators may also be used, with the demisting unit positioned in an identical way to vertical separators, in other words

with the gas flowing from bottom to top. When the separator may receive a two-phase flow with significant and discontinuous amounts of liquid, a double-barrel horizontal separator may also be used.

Other types of demisting units are also commonly used to separate liquids from gas. The most frequently used are cyclones, and the so-called vanes. With the former, coalescence and the resulting separation are based on the centrifuge effect obtained in the circular movement of the gas. The results are extremely interesting: it is possible to obtain a higher degree of separation, with the almost complete removal of particles as small as 3 mm, or with even smaller diameters, and/or a reduction of the diameter of the separator into which the cyclones are inserted. The disadvantage of this solution lies in the greater pressure drop resulting from its use; however, this disadvantage is often negligible.

The second type of coalescence elements are packages of vanes, also frequently used in oil-gas separators. In this type of separation, coalescence is due to the so-called «chicane effect», very similar to the centrifuging described above.

Both systems make the equipment more compact, and even make it possible to separate out any solid particles entrained by the gas with the liquid in an extremely efficient way. They are also self-cleaning, in other words they allow the solid particles to be drained away automatically in the separated liquid. The common wire mesh pad also removes solid particles together with the liquid but, unfortunately, given its engineering properties, it tends to retain the separated solids and collapse. When the gas to be separated contains a significant amount of solids, such as paraffin crystals which have separated from the liquid, as in the case of a low temperature separator, the wire mesh pad must be replaced with vanes or cyclones.

The materials most commonly used to build separators are LTCS (Low Temperature Carbon Steel) for the outer shell, and AISI (American Iron and Steel Institute) 304L or 316L for the internals. When the gas has significant acid gas content (H_2S and CO_2) and is saturated in water, the shell must also be resistant to

acid corrosion. This is usually achieved by plating the interior of the vessel (3 mm thick) with AISI 316L[3].

3 Dehydration and condensate removal

Three-phase vapour/liquid/solid equilibrium

It is known that a hydrocarbon mixture in the gaseous state may give rise to the condensation of water and/or hydrocarbons as operating conditions vary.

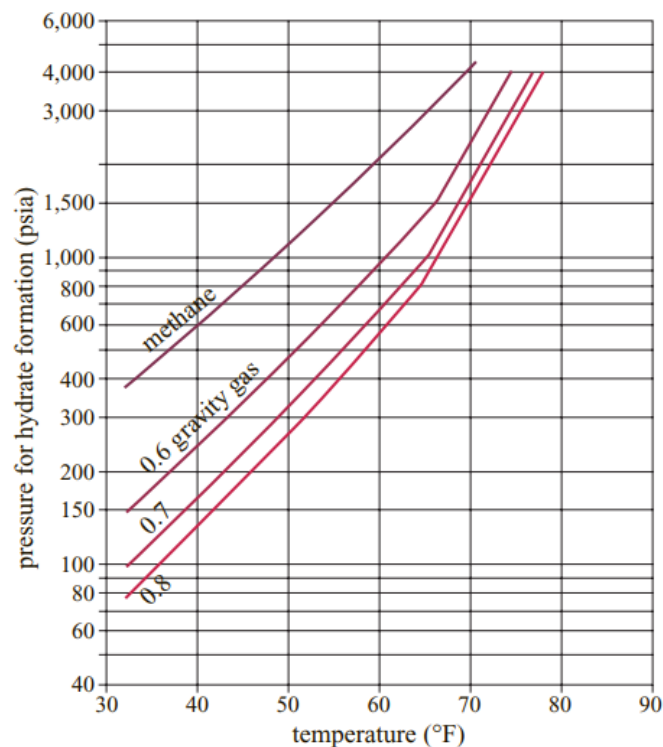


Figure 2 - Temperature-pressure diagram; hydrate formation curves (GPSA, Gas Processors Suppliers Association)

When free water forms in a natural gas stream, as an effect of high pressure and low temperature this may lead to the formation of compounds, hydrates, which are highly unstable but have the physical properties of a solid.

The formation of triple-point equilibrium (vapour, liquid, solid) depends on operating conditions and the properties of the gas mixture under examination.

In the presence of free water, light hydrocarbons from methane to isobutane may give rise to the formation of solid hydrates at high pressures and low temperatures.

The tendency of light hydrocarbons to form hydrates increases with the molecular weight of the hydrocarbon up to isobutane; from normal butane onwards this tendency disappears and the component behaves like an inert in the equilibrium described above.

The presence of carbon dioxide and hydrogen sulphide may also facilitate hydrates to form; for the former this tendency is modest, for the latter it is far more significant. Diagrams have been constructed (Fig. 2) allowing us to evaluate the point at which hydrates form under given operating conditions (temperature and pressure) as a function of the mean molecular weight or density of the gas.

This fact is approximately valid since, as has already been said, hydrocarbons from normal butane to higher hydrocarbons play no part in the formation of hydrates. The same is true for inert gases such as nitrogen as, although these raise the molecular weight of the gas containing them, they decrease their tendency to form hydrates. The most accurate way of evaluating hydrate formation is to calculate the vapour/solid equilibrium for the gas mixture under examination. The most commonly used method is based on the equilibrium constants $K_{rs}=y/x$ where y is the molar fraction of the hydrocarbon in the gas and x its molar fraction in the solid phase. As for the determination of the dew point, the point at which hydrates form satisfies the following condition: $\sum y/K_{rs}=1$. The values of K_{rs} for the components involved are determined experimentally as a function of pressure and temperature.

The care taken to avoid the formation of hydrates is motivated by the disastrous impact which the formation of solids in a gas transport pipeline and the potential line plugging caused by this phenomenon may have.

Eliminating the causes of this is extremely simple, and is based on the removal of water by dehydrating the gas itself.

Inhibitors are used for short stretches of pipeline, for example the flow lines linking the well to the gathering and treatment center where the dehydration mentioned above is carried out.

Hydrate inhibitors are highly hygroscopic compounds which can act both in the gaseous and liquid phase, such as methanol, $\text{CH}_3\text{—OH}$, characterized by high volatility as well as by its hygroscopic qualities. Other inhibitors, by contrast, such as monoethylene glycol ($\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$) and diethylene glycol ($\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}_3$), characterized by very low volatility, act in the liquid phase.

The result obtained by using inhibitors is to lower the point at which hydrates form to a temperature below the minimum temperature encountered during transport.

Suppose that we need to transport a gas through a subsea pipeline. The worst transport condition refers to the temperature of the sea bed, assumed to be 6°C and the maximum working pressure, assumed to be 90 absolute bar. Let the gas be delivered at 90 absolute bar and at 20°C , and let it be saturated in water upstream of the line; let the flow rate be $2 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3/\text{d}$. For the sake of simplicity consider a gas consisting of 100% methane.

According to the diagram in Fig. 2, the hydrate formation point of the gas is $54^\circ\text{F}=12^\circ\text{C}$. To avoid the formation of hydrates in this case, it is therefore necessary to obtain a value of 6°C . The diagram in Fig. 3 shows the variation of the hydrate formation point when EG (Ethylene Glycol) is used.

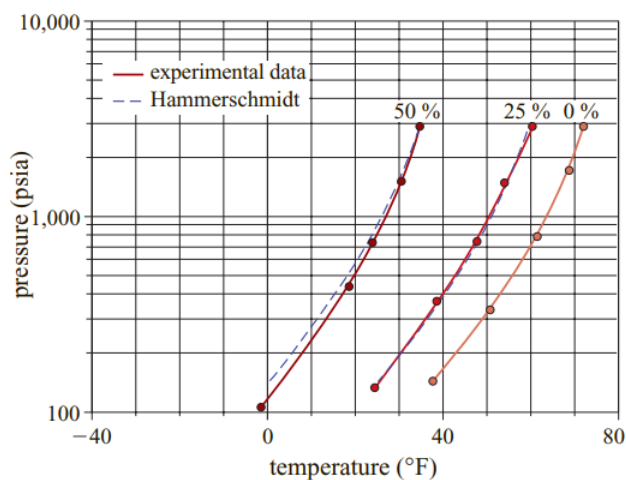


Figure 3 - Hydrate inhibition with ethylene glycol

In the case under examination, the final acceptable concentration of diluted glycol is less than 50% by weight. To obtain the amount of glycol to be injected it is therefore necessary to perform a simple material balance calculation. The amount of water which condenses from the condition of saturation (at 20°C and 90 absolute bar) to the final condition (at 6°C and 90 absolute bar) is calculated: this is equal to 16 kg/h. If the concentration of the glycol injected is 85% by weight and the final concentration is 50%, the amount injected must be no less than 25 kg/h.

When it reaches the end of the pipeline, the diluted glycol is separated out and brought back to the desired concentration by regeneration. This is obtained by reconcentrating the glycol at atmospheric pressure by boiling off the condensed water. The glycol injected acts in the liquid phase, and must therefore be mixed in an optimal way into the gas stream to be protected. In order to be effective, the glycol must wet the entire surface of the pipeline; if the pipeline is very long, the amount of glycol accumulating inside may be extremely significant. This effect is accentuated by the bathymetric profile of the subsea pipeline.

In order to avoid significant accumulations of liquid and the consequent reduction of the system's transport capacity, it may be extremely useful to displace the liquid by launching of spheres.

Alternatively, an extremely large slug catcher must be installed at the end of the pipeline.

Finally, it should be noted that the reduction in the water dew point obtained with this methodology is significant. This value is slightly below the minimum temperature of the pipeline (6°C) at arrival pressure, which is obviously lower than the initial pressure.

The gas thus obtained after the separation of the diluted EG does not meet transport and distribution specifications (the water dew point required is below -10°C at 60 absolute bar), and it must therefore undergo dehydration treatment.

It should be remembered that in the past, when gas was transported from offshore platforms, glycol was systematically injected.

A transport system thus involves the injection of inhibitor after a preliminary separation at the wellhead, at a working pressure equal to the flowing pressure of the well. This solution makes it possible to avoid salty formation water mixing with the glycol. The latter is injected upstream of the pressure control installed on every pipeline downstream of the wellhead separator mentioned above. In this way, the glycol inhibits the hydrates which might form by the cooling caused by the pressure drop in the valve described above (Joule- Thompson effect). The glycol injected is separated onshore, regenerated, and sent back to the platform through a small transport pipeline coaxial with the main gas pipeline. This pipeline is installed together with the gas pipeline itself.

More recently, especially when the subsea pipeline is extremely long, an alternative solution, more simple from operating point of view, has been to install a dehydration limit on the platform. In this way, when the natural gas arrives onshore it can be sent straight into the transport and distribution networks, although in many cases the inhibitor injection system is still used.

As said earlier, methanol can be used instead of the more common EG to protect against hydrates when the reduction in the hydrate formation point required is important. Given an identical final concentration, methanol offers a lower hydrate formation point than that obtained with ethylene glycol.

The use of methanol for injection is not particularly common since a considerable amount of the liquid injected passes in the vapour phase and is therefore lost; furthermore, glycol is less flammable and is neither aggressive nor toxic, unlike methanol which has the advantage of acting in the gaseous phase. It is therefore the ideal solution for discontinuous use (for example to protect a well during start-up or to melt a hydrate plug which has formed accidentally).

The above discussion explains why the discontinuous injection of methanol is always coupled with the more common continuous injection of EG[4].

Dehydration by cooling

The discussion in the preceding paragraph makes it clear why one of the most simple ways of dehydrating a gas is to cool it, simultaneously injecting the requisite amount of inhibitor. The final temperature of the treatment is quite the same of the dew point which we wish to obtain.

In the case examined above, shall be the gas cooled to -10°C for example by expanding it from 90 to 60 absolute bar.

Assuming the same composition (100% methane), from the enthalpy-pressure diagram for methane it can be deduced that simple expansion causes a cooling of about 14.5°C . Therefore, to obtain the desired result, a feed effluent exchanger is required, allowing the gas to be pre-cooled upstream of expansion from 20°C to 2°C . The gas at the outlet of the low temperature separator at -10°C will warm to about 9°C , cooling the incoming gas (Fig. 4). The drop pressure assumed is therefore sufficient, coupled with a very modest exchange (or alternatively a more modest expansion with a more significant exchange), to obtain the desired result, in other words a water dew point equal to -10°C at 60 absolute bar.

Returning to the preceding example and the injection of inhibitor, it can be seen that by injecting methanol, a final concentration slightly below 50% by weight can be used, whereas for ethylene glycol an amount such as to maintain a concentration of diluted EG above 60% must be injected. In both cases, however, the amounts in question are extremely modest.

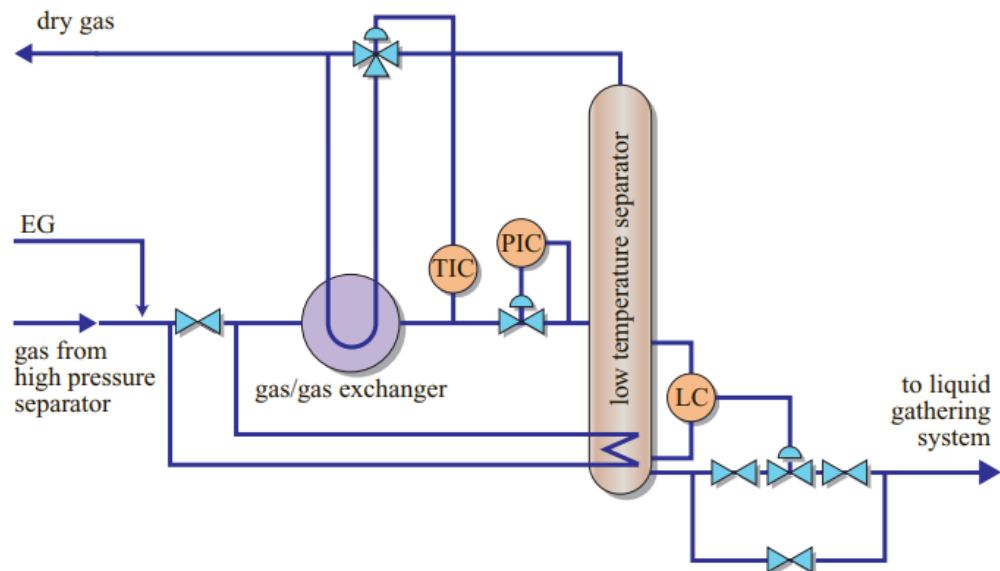


Figure 4 - Conditioning gas with a low temperature separator

Now assume that a significant amount of EG is injected (for example 1,000 kg/h with a concentration of 97% in weight). In this case, the amount of water to be inhibited will be greater than in the preceding case: about 23 kg/h. The dilution resulting from the removal of water to the required dew point is negligible, and the glycol therefore maintains a high concentration (95% in weight).

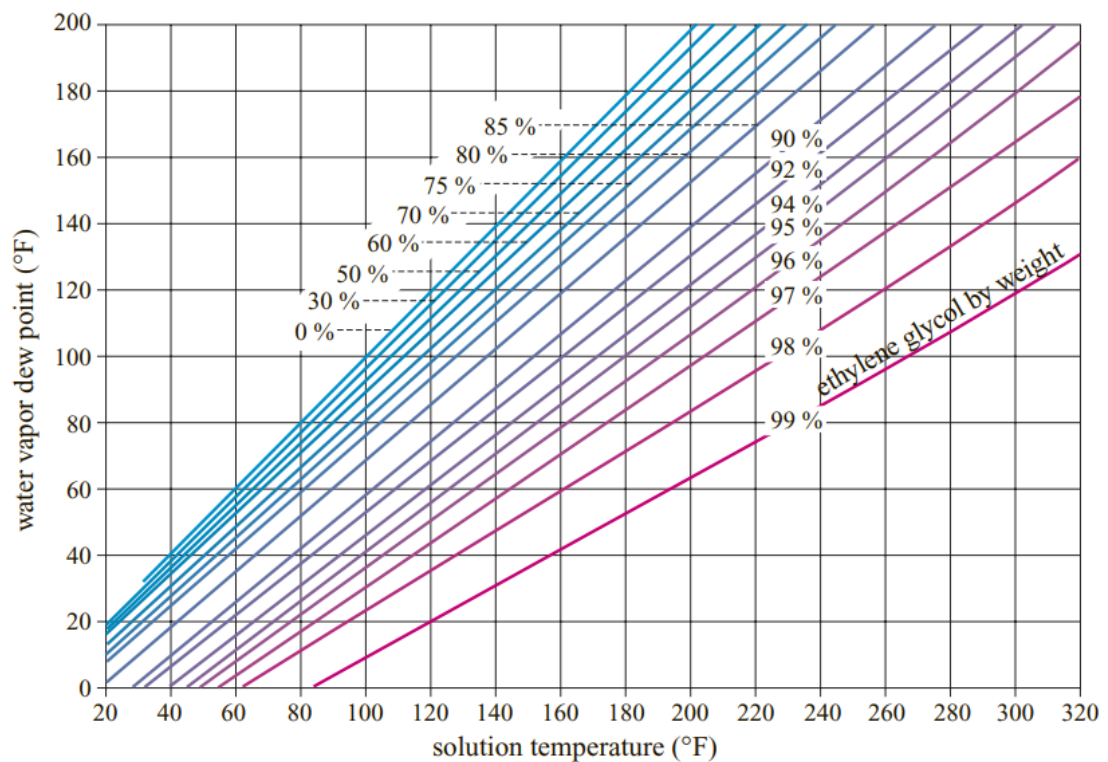


Figure 5 - Gas dew points over aqueous ethylene glycol solutions temperature

This has an equally significant impact on the water/gas equilibrium. From the EG/water equilibrium diagram (Fig. 5), it can be seen that with the concentration of glycol described above, the required water dew point is obtained with a contact temperature of about 15°C, much higher than the -10°C calculated previously.

Following the scheme described above, it is therefore sufficient to cool the gas to a slightly lower temperature and inject 1,000 kg/h of concentrated EG. Since the cooling is very modest, the pressure drop required to obtain it is equally modest.

To complete the analysis developed above, it should be noted that, given an identical required water content, a higher pressure corresponds to a higher dew point; for example, a pressure of 75 absolute bar instead of 60 in the low temperature separator (LTS) corresponds to a dew point of about -8°C, which increases the operating margin with respect to the required dehydration[2].

Condensate removal

The removal of condensates from gas has various aims, primarily to render it transportable. During transport and distribution, the gas must meet specifications on water and hydrocarbon dew points. This objective usually requires a negligible variation of the original composition of the gas, achieved by changing the content of only some components (heavier hydrocarbons).

The condensate recovered can be stabilized in a simple way, identical to that developed for crude oil. The difference between this stabilization and that of crude oil lies in the product obtained, which is far more similar to a light gasoline.

The vapours produced during stabilization are compressed from the working pressure of the stabilizer (7-10 absolute bar) to the feed gas pressure of the condensate removal unit itself.

Often the gas to be treated is extremely rich not only in heavy hydrocarbons (C₅₊), but also in higher hydrocarbons (ethane, propane and butanes). A typical example of this situation is represented by gases associated with crude oil, or those deriving from condensed gas. Under these conditions it is not always sufficient to

meet the hydrocarbon dew point specifications. Since the composition of the gas is not modified significantly, the second objective of conditioning, concerning the control of the calorific value and consequently the Wobbe index, is not always met.

To obtain this result, the recovery of higher hydrocarbons must usually be increased, reducing the propane and butanes content markedly. This obviously requires deeper treatment.

If the gas to be treated is that associated with crude oil, the production of gas is modest compared to that of crude (low GOR, Gas Oil Ratio). The production of light condensate by condensate removal thus represents a negligible proportion of the total oil production. This makes it possible to stabilize the light condensate by mixing it with the crude oil production, without modifying the vapour pressure required for the oil itself. In this way, most of the butanes and higher hydrocarbons can be recovered without the need to commercialize a third product.

By contrast, when the treatment concerns gas production from a gas condensate field, the solution described above is difficult to put into practice. A field of this type is characterized by a far higher GOR than associated gas, and thus by a very modest flow rate of liquid separated from the gas. As a consequence, the light condensate (deriving from condensate removal), rich in propane and butanes, cannot always be mixed with the stream described above. Under these conditions, it is necessary to produce a third product, LPG, which is a mixture of propane and butanes with marginal contents of ethane (2-4% mol) and C_{5+} (1% in volume). In addition to these limitations on composition, LPG is a finished product and must therefore also meet all the relevant sales specifications.

When production is modest, LPG is stored in purpose-built cylindrical horizontal tanks, under pressure (11 absolute bar) and at ambient temperature; for safety reasons these are installed underground. For larger productions, pressurized spheres with a capacity of up to 2,000 m³ are used.

For extremely high productions and long storage times, as in the case of transport by sea, LPG is stored at atmospheric pressure by cooling it. In this case, the

two components (propane and butanes) are often stored separately; they can be mixed together later in the desired proportions. This allows the bubble point of the final product to be controlled as a function of the climatic conditions of the market at which it is aimed. By lowering the propane concentration, for example to 30% in weight, a mixture suitable for hot climates is obtained; higher contents are acceptable for temperate or cold climates. Where used as feedstock for the petrochemical industry, propane and butanes are commercialized in the pure state.

Depending on the various objectives described above, different types of condensate removal can be carried out, from the simplest (with the gas having a hydrocarbon dew point of -7 to -10°C), up to recoveries which also include ethane and not merely LPG.

The simplest and most obvious condensate removal process is based on cooling the gas, which can be achieved in numerous ways. One is that described earlier to obtain a simple dehydration, based on the self-cooling of the gas by expansion. The scheme of the plant is identical (see again Fig. 4); the only difference lies in the properties of the gas to be treated. In this case, the feed to the condensate removal unit is not a dry gas but a rich gas. In the low temperature separator, LTS, two liquid phases are thus separated at the bottom: one of water and glycol, and one of hydrocarbons. Although the two phases differ significantly in density, and the dispersing hydrocarbon phase has very low viscosity, the LTS is usually only two-phase. The separation of diluted glycol and condensed hydrocarbons is therefore carried out in a downstream separator dedicated to this service. To improve the conditions of the latter separation, the emulsion may be preheated.

Once the two liquid streams have been separated, the condensate is stabilized and the glycol is regenerated. In this situation, the flow rate of glycol is very modest, since it is used only to inhibit hydrates and not for dehydration. Furthermore, the concentration of the glycol to be injected is kept at a lower level (70-85% in weight) to reduce its viscosity. For this operation, monoethylene glycol is used almost exclusively.

Usually, in low temperature gas/liquid separation more sophisticated and more efficient drop removal systems than the simple wire mesh pad are used. The latter, particularly, is unsuited due to its potential obstruction (and consequent breakage) due to the formation of crystals of hydrates and solid paraffin resulting from a malfunction in the injection of inhibitor. To eliminate these drawbacks a cyclone separator is often used.

It is worth noting that the LTS treatment scheme described above is used far more frequently for condensate removal than for simple dehydration, where it is limited to a few specific conditions. The lowering of pressure and consequent cooling have an opposite effect as far as water is concerned, whereas above the cricondenthem the condensation of hydrocarbons is facilitated by a reduction of pressure in addition to the drop in temperature due to expansion. This means that, when removing condensate from a gas, the optimal operating pressure is determined by the cricondenthem itself, or a value close to it. The value of this parameter for natural gas lies in the range of 30-50 absolute bar, corresponding to pressure levels which are not optimal for dehydration.

If the gas to be treated is produced at higher pressures, the gas expansion can be exploited; together with the reduction in temperature this facilitates hydrocarbons to condense. Treatment is followed by the compression required to transport the gas (pressure of 70-80 absolute bar).

In other cases, such as for gas associated with crude oil, the gas is produced at lower pressures, and must therefore be compressed before treatment. Under these conditions, keeping the operating pressure of the units as far as possible at the values specified above, a different cooling system is needed.

This condition can be obtained with an external mechanical cooling cycle. In this case the temperature required by the low temperature separator is obtained with an exchanger (chiller) in which the cooling fluid evaporates at low temperature, removing heat from the gas to be treated. The other components of the treatment unit do not differ significantly from the scheme described earlier.

The peculiarity of this solution is that the pressure of the treated gas remains unaltered through all the units. The total pressure losses in the gas/gas exchange and in the chiller can be kept as low as 1-1.5 bar.

The various refrigeration units used to condition gas, and for the low temperature storage of the liquid products derived from it (LPG and NGL, Natural Gas Liquid).

With mechanical refrigeration, far lower temperatures than those required for the simple conditioning of gas can be reached. For example, using propane as a cooling fluid, the evaporation temperature can be kept at about -40°C ; as a result the gas can be cooled to -36°C .

In this temperature range a genuine dehydration of the gas must be carried out before cooling, since the hydrate inhibition system described earlier has a very limited range of use.

To avoid the condensation of water, dehydration must obviously guarantee that the gas has a dew point temperature lower than that to which it will be brought by cooling. The type of dehydration chosen is tailored to the dew point required.

For example, if an associated gas must be cooled to -35°C , we use dehydration with TEG, stringently regenerated (99.95% in weight) with stripping or in a vacuum. In some cases, an even more stringent dehydration with molecular sieves may be adopted. In this case the light condensate obtained in the low temperature separator (LTS) is known as NGL. This liquid stream is saturated in light hydrocarbons, and must be adequately fractionated for commercialization.

In these cases, the most common scheme involves two liquid products: LPG and stabilized gasoline. The liquid product from the bottom of the LTS is fed into a first fractionation column, or deethanizer, whose top product is a gas consisting basically of methane and ethane; the bottom product consists of propane and higher hydrocarbons (C_{3+}).

After the recovery of frigories with an exchange, the top gas from the deethanizer is mixed with the main gas stream. Since the column in question operates

at a pressure of 25-30 absolute bar, recompression is needed to obtain this result. The bottom product is then fed into the next column, where the two liquid products are fractionated. The top product from this column is LPG, and the bottom product stabilized gasoline.

In some cases, rather than simply recovering LPG, a deeper recovery of higher hydrocarbons including ethane (feedstock for the petrochemical industry) is carried out.

In this instance, a very deep refrigeration process is required: to about -100°C . This final gas temperature can be obtained with a multi-stage refrigeration cycle. The unit most frequently used under these conditions exploits the self-cooling of the gas itself, supported where necessary with an external supply of frigories produced with a mechanical refrigeration cycle (propane cycle). To reach the low temperatures mentioned above, the expansion of the gas itself is exploited, with the production of work through an expander. For a simple evaluation of this process, refer to the enthalpy-pressure diagram for methane.

An expansion is carried out with the production of work, obtaining a far greater degree of cooling from equivalent expansion. In the expander, an adiabatic efficiency of 85% is commonly obtained; as a result the cooling obtained does not differ significantly from the corresponding constant entropy transformation.

Normally the expansion turbine is fitted to the shaft of a centrifugal compressor, which recompresses the treated gas. Using this solution, the temperature of the gas can be lowered significantly with a modest reduction in pressure.

Summary and Collusions

Gas processing is an instrumental piece of the natural gas value chain. It is instrumental in ensuring that the natural gas intended for use is as clean and pure as possible, making it the clean burning and environmentally sound energy choice. Once the natural gas has been fully processed, and is ready to be consumed, it must be transported from those areas that produce natural gas, to those areas that require it.