


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК  
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ  
В ГЭК  
Заведующий кафедрой  
(к. ф. - м. н.)

  
А. П. Девятков  
19 июня 2023 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
магистра

**ПРИМЕНЕНИЕ ВНУТРИТРУБНЫХ СЕПАРАТОРОВ НА ОБЪЕКТАХ  
ПОДГОТОВКИ ГАЗА**

01.04.01 «Математика»

Магистерская программа «Вычислительная механика»

Выполнил работу  
студент 2 курса  
очной  
формы обучения

  
(Подпись)

Данилов  
Максим  
Андреевич

Научный руководитель  
кандидат физико-математических  
наук, доцент

  
(Подпись)

Шастунова  
Ульяна  
Юрьевна

Рецензент  
кандидат технических наук,  
доцент  
И.о. директора института ФТИ

  
(Подпись)

Тригорьев  
Борис  
Владимирович

Тюмень  
2023 год

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	5
1.1. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ЕГО СВОЙСТВА И ХАРАКТЕРИСТИКА, КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ .....	5
1.2. ПОДГОТОВКА ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО СЫРЬЯ .....	8
1.3. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ГАЗА .....	19
1.4. ВОЗНИКАЮЩИЕ НА ПРОИЗВОДСТВЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО СЕПАРАТОРА.....	21
1.5. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С УНОСАМИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА .....	24
1.6. ВНУТРИТРУБНЫЕ СЕПАРАТОРЫ.....	28
ГЛАВА 2. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ВНУТРИТРУБНОГО СЕПАРАТОРА.....	32
2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	32
2.2. СХЕМА ПОДГОТОВКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО СЫРЬЯ НА УСТАНОВКЕ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ N.....	32
2.3. ПРОБЛЕМЫ, ВЫЯВЛЕННЫЕ В ХОДЕ МОНИТОРИНГА УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ N .....	36
2.4. УСТАНОВКА ВНУТРИТРУБНОГО СЕПАРАТОРА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ УНОСОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА.....	39
2.5. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ДВИЖЕНИИ ГАЗА ЧЕРЕЗ СОПЛО ЛАВАЛЯ.....	42
2.6. МОДЕЛИРОВАНИЕ ВНУТРИТРУБНОГО СВЕРХЗВУКОВОГО СЕПАРАТОРА В ПО «UNISIM DESIGN» .....	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	51
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	53

## ВВЕДЕНИЕ

Использование углеводородного сырья является неотъемлемой частью нашей современной жизни. Но не стоит забывать, что нефтяные и газоконденсатные ресурсы являются исчерпаемыми, в связи с чем важным аспектом является их рациональное использование [Гриценко, Истомин, с. 12].

На сегодняшний момент более значимую роль играет разработка газоконденсатных месторождений, так как газоконденсатные залежи по объемам намного превосходят нефтяные залежи, а также и в вопросе охраны окружающей среды газ является наиболее экологичным и безопасным, чем нефть.

До того, как мы сможем использовать газ в наших бытовых нуждах, ему необходимо пройти ряд технологических процессов, среди которых комплексная подготовка газа. На данном этапе газ готовится до товарных качеств (т.е. на данном этапе происходит отделение механических примесей, пластовой воды и побочных примесей других компонентов, которые содержатся в пласте). Подготовка газоконденсатного сырья происходит на установке комплексной подготовки газа (УКПГ). Одними из основных аппаратов на УКПГ являются сепараторы, на которых происходит отделение газа от жидкой фазы. У каждого сепаратора есть свои рабочие диапазоны по давлению, температуре и объему, в которых он работает эффективно. Но на практике нередко происходит так, что фактические параметры работы сепаратора на промысле выходят за его рабочие диапазоны. При выходе фактических параметров работы за границы, определенные производителем, товарный газ выходит из сепаратора совместно с капельной жидкостью, а эта жидкая фаза представляет из себя газовый конденсат, стоимость которого сейчас составляет порядка 20-25 тысяч рублей за тонну. То есть при выходе параметров работы сепаратора за рабочий диапазон газ при отделении «захватывает» с собой газовый конденсат, который потом сжигается на факеле, что ведет к огромным экономическим убыткам. Именно поэтому работа по недопущению уносов конденсата является очень актуальной.

Так на УКПГ нефтегазоконденсатного месторождения N произошла подобная ситуация. Там зафиксированы уносы конденсата из

низкотемпературного сепаратора. Одним из наиболее экономичных и эффективных способов вернуть унесенный с газом конденсат является установка внутритрубного сепаратора.

Целью дипломной работы является практическая и экономическая оценка эффективности установки внутритрубного сепаратора на УКПГ нефтегазоконденсатного месторождения N.

Для реализации поставленной цели, мне необходимо выполнить ряд задач:

- 1) произвести мониторинг УКПГ месторождения N;
- 2) произвести анализ мирового опыта борьбы с уносами конденсата из низкотемпературных сепараторов;
- 3) произвести расчет изменения основных параметров внутритрубного сепаратора;
- 4) создать модель 3S-сепаратора в ПО «UniSim Design»;
- 5) оценить его практическую и экономическую эффективность.

## ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

### 1.1. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ЕГО СВОЙСТВА И ХАРАКТЕРИСТИКА, КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Природный газ – это углеводородная смесь (преимущественно метан -  $\text{CH}_4$ ), содержащая азот ( $\text{N}_2$ ), углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) и серосодержащие соединения, добываемая из недр Земли [Химия нефти и газа, с. 47-51]. Природный газ является полезным ископаемым, без которого наша жизнь не представляется возможной, так как он используется практически во всех сферах жизнедеятельности. И с каждым годом темпы потребления газа только растут, так как газ является одним из самых дешевых и экологически чистых видов топлива.

Природный газ в природе встречается в трех состояниях: жидком, твердом и газообразном. В газообразном состоянии он встречается в виде газовых залежей, либо в виде газовых шапок на нефтяных месторождениях. В жидком состоянии он встречается в нефти и воде, там газ растворен в них, в связи с высокими давлениями, но при поднятии на поверхность, начинается дегазация, в связи с падением давления (например, как при открытии газировки начинают выходить газы). В твердом состоянии газы встречаются в виде газовых гидратов. Газовый гидрат – это кристаллическое соединение воды и газа, образующийся при низких температурах и высоком давлении [Воробьев, Малюков, с. 12].

Основные физические свойства природного газа:

- не имеет ни запаха, ни цвета;
- плотность его варьируется от 0.65 до 1.1 кг/м<sup>3</sup>;
- температура возгорания составляет около 650 градусов Цельсия;
- является взрывоопасным веществом;
- удельная теплота сгорания составляет от 28 до 46 МДж/м<sup>3</sup>.

Как уже говорилось ранее, природный газ в основном состоит из метана ( $\text{CH}_4$ ), содержание которого может составлять до 98%, но в его составе могут быть и более тяжелые компоненты: этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), бутан ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ )

и т.д. Также в составе могут находиться неуглеводородные соединения, такие как водород ( $H_2$ ), азот ( $N_2$ ), гелий ( $He_2$ ), диоксид углерода ( $CO_2$ ) и т.д.

Пример составов наиболее известных месторождений природного газа приведен на рисунке 1.1.1. На данном рисунке представлены составы и плотности газа месторождений Российской Федерации, Узбекистана, Туркменистана и Азербайджана.

По своему составу газы можно разделить на тощие, сухие и жирные [Петрухин, Петрухин, с. 428-440].

Сухой газ – это газ, в составе которого преобладает метан (порядка 95-96%). Из сухого газа практически не получают

Тощий газ – еще одна разновидность газа с преобладающим содержанием метана (порядка 90-95%). Тощие газы содержат в своем составе тяжелые углеводороды, которые образуют газовый конденсат в размере от 10 до 30 см<sup>3</sup> конденсата на 1 м<sup>3</sup> добываемого газа.

Жирный газ – это газ с содержанием метана менее 90%. В своем составе газы имеют большое количество тяжелых углеводородов, которые образуют собой газовый конденсат, который, к слову, ценится дороже нефти.

Месторождение газа	Административный район	Состав газа, % (по объему)								Плотность $\text{кг/м}^3$ при $t = 0^\circ\text{C}$ $\rho = 101,325 \text{ кПа}$	Теплота сгорания $Q, \text{кДж/м}^3$ при $t = 0^\circ\text{C}$ $\rho = 101,325 \text{ кПа}$	
		$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8$	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	$\text{C}_5\text{H}_{12}$	$\text{CO}_2$	$\text{H}_2\text{S}$	$\text{N}_2 +$ редкие газы		Высшая	Нижняя
Степновское	Саратовская обл.	95,100	2,300	0,700	0,400	0,800	0,200	-	0,500	0,772	41 886,8	37 821,9
Пунглинское	Тюменская обл.	86,100	2,000	0,600	0,340	0,350	8,500	-	2,000	0,869	37 181,4	33 475,5
Медвежье	Тюменская обл.	99,200	0,120	0,005	-	-	0,095	-	0,600	0,723	39 061,4	35 123,0
Заполярье	Тюменская обл.	98,500	0,200	0,050	0,012	0,001	0,500	-	0,700	0,729	39 455,6	35 482,5
Уренгойское	Тюменская обл.	97,640	0,100	0,010	-	-	0,300	-	1,950	0,730	38 841,8	34 925,6
Оренбургское	Оренбургская обл.	85,000	4,900	1,600	0,750	0,550	0,600	1,300	5,000	0,840	40 670,7	36 664,7
Вуктылское	Коми республика	74,800	8,800	3,900	1,800	6,400	-	-	4,300	1,043	52 321,0	47 458,0
Верхнеомринское	Коми республика	82,700	6,000	3,000	1,000	1,200	0,100	-	7,000	0,661	41 700,0	37 738,5
Газлинское	Узбекистан	93,000	3,100	0,700	0,600	-	0,100	-	2,500	0,771	40 615,8	36 654,3
Карадагское	Азербайджан	93,200	2,100	1,200	1,000	1,200	0,800	-	0,500	0,807	42 867,6	38 739,3
Ачакское	Туркменистан	93,000	3,600	0,950	0,250	0,310	0,400	-	1,300	0,776	41 230,1	37 124,8
Небит-Дагское западное	Туркменистан	91,000	3,000	2,300	1,300	1,800	0,500	-	0,100	0,650	45 077,7	40 782,6
Ромашкинское	Татарстан	40,000	19,500	18,000	7,500	4,900	0,100	-	10,000	1,069	65 260,5	59 672,7
Туймазинское	Башкортостан	39,500	20,000	18,500	7,700	4,200	0,100	-	10,000	1,065	65 052,0	59 505,9

Рис. 1.1.1. Состав наиболее распространенных горючих газов [Научно-технический сборник..., с. 197]

## 1.2. ПОДГОТОВКА ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО СЫРЬЯ

Одним из важнейших этапов добычи газоконденсатного сырья является правильная и наиболее эффективная схема подготовки и переработки углеводородов до требуемых качеств, о которых будет написано в следующем разделе.

Газоконденсатное сырье – это газ с преобладанием  $\text{CH}_4$  и большим количеством (более  $30 \text{ см}^3$  конденсата на  $1 \text{ м}^3$  газа) тяжелых углеводородов ( $\text{C}_{5+}$ ).

Добытая со скважин продукция имеет в своем составе не только углеводороды, но и пластовую воду, различные механические примеси, серосодержащие примеси, ртуть и много другое.

При наличии в трубопроводе твердых частиц существенно увеличивается износ оборудования, контрольно–измерительных устройств (КИП) и клапанов; возникает риск закупоривания проходного сечения трубопровода, при скапливании их в определенных местах. Похожие побочные явления оказывают и пластовая вода, и любые другие жидкие примеси. При скоплении их в низинах трубопроводах возникают такие явления, как жидкостные пробки, которые сужают проходное сечение трубопроводов, вплоть до полного перекрытия проходной части трубы. Также наличие жидкости в трубе оказывает значительное коррозионное воздействие на все оборудование. Особенно хочу отметить, что при взаимодействии воды и природного газа при определенных термобарических условиях (низкие температуры и высокие давления) могут возникнуть газовые гидраты, которые, в свою очередь, уменьшают площадь проходного сечения газопровода и приводят к повышенным потерям давления по трубопроводу. Наличие в составе серосодержащих соединений или ртути увеличивает коррозионный и эрозионный износ трубопроводов в кратном размере. Также данные компоненты являются ядовитыми [Мухаметгалиев, с.54-59].

Именно по этим причинам, во избежание аварийных ситуаций, перед поступлением пластового газа потребителям, он проходит тщательную



подготовку. Газ очищается от нежелательных примесей, твердых частиц и осушается.

### **Основные процессы подготовки газоконденсатного сырья**

Подготовка газа – это совокупность технологических процессов, реализуемых с целью приведения пластового газа к тем требованиям, которые гарантируют бесперебойную транспортировку газа по магистральным газопроводам и безопасное его использования потребителями [Кабанов, с. 38-41].

Основные процессы подготовки газоконденсата включают в себя: газогидромеханические, тепловые и массообменные процессы.

Газогидромеханические процессы представляют из себя центрифугу, сепарацию, фильтрацию и так далее.

Тепловые процессы представляют из себя охлаждение, нагревание, конденсацию.

Массообменные процессы, или по-другому их можно назвать диффузионными процессами, представлены абсорбцией, адсорбцией и так далее.

Установки подготовки газоконденсатного сырья до товарных качеств, при которых используются только сепарационные процессы называют установками низкотемпературной сепарации (НТС).

Установки подготовки газоконденсатного сырья до товарных качеств, при которых используются массообменные процессы называют абсорберами или адсорберами, в зависимости от вида поглотителя жидкой фазы.

### **Основные этапы подготовки природного газа**

Для обеспечения бесперебойной и безаварийной транспортировки природного газа, а также для возможности его использования потребителем в бытовых или промышленных целях, газ должен пройти определенные стадии подготовки [Кабанов, с. 38-41].

Для выбора оптимального способа подготовки сырья опираются на следующие исходные данные:

- компонентный состав сырья;

- прогнозируемые объемы добычи сырья на период разработки;
- профиль входного давления и значения входной температуры на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) по годам разработки;
- климатические условия, в которых производится подготовка УВ;
- наличие сероводорода ( $H_2S$ ), диоксида углерода ( $CO_2$ ) и инертных газов;
- требования к транспортируемому по магистральным трубопроводам газу в соответствии с СТО Газпром 089-2010.

На практике чаще всего применяются следующие способы подготовки:

- 1) низкотемпературная сепарация (НТС);
- 2) низкотемпературная конденсация (НТК);
- 3) осушка газа (абсорбция или адсорбция);
- 4) комбинирование способов подготовки.

### **Установка низкотемпературной сепарации**

Низкотемпературная сепарация – это один из самых широко используемых методов подготовки сырья на газоконденсатных месторождениях. Данный способ подготовки основан на постепенном сбросе давления (дресселировании), и происходящим за счет этого охлаждении газа (данное явление происходит за счет эффекта Джоуля –Томсона, который установил зависимость температуры газа от давления, которое на него оказывают).

Разделение сырьевого потока происходит за счет конденсирования тяжелых углеводородов ( $C_{5+}$ ) и пластовой воды в воде жидкости, а сухой газ, который представляет из себя в основном легкие углеводорода ( $C_1-C_4$ ) поступает в магистральный газопровод.

Основная технологическая схема установки низкотемпературной сепарации представлена на рисунке 1.2.1 ниже.

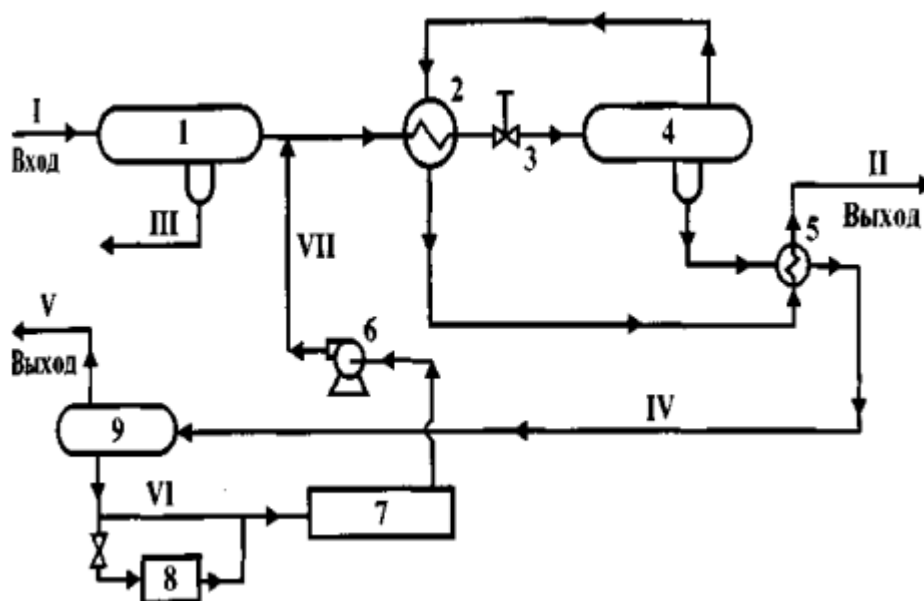


Рис. 1.2.1. Основная технологическая схема установки НТС: 1 – входной пробкоуловитель; 2,5 – рекуперативный теплообменник; 3 – дроссель (штуцер); 4 – низкотемпературный сепаратор; 6 – насос; 7, 8, 9 – подготовка газового конденсата [Донских, с. 267]

Обычно подготовка методом НТС происходит следующим образом: газ по газопроводам поступает на первичный сепаратор (пробкоуловитель), на котором происходит отделение жидкости (конденсат, пластовая вода, ингибитор гидратообразования) и механических примесей. Затем газ поступает на рекуперативный теплообменник, где охлаждается встречным потоком сухого газа, идущего с низкотемпературного сепаратора. После рекуперативного теплообменника сырой газ проходит через дроссель, где происходит резкое снижение давления, при котором происходит снижения температуры, за счет эффекта Джоуля-Томсона. При изменении термобарических условий (понижения давления и температуры) в низкотемпературном сепараторе из сырого газа начинают отделяться тяжелые углеводороды и вода.

Описанная выше установка описывает режим работы УКПГ, когда температура окружающей среды низкая или давление на входе УКПГ высокое. При этих условиях возможно достаточно охладить сырьевой поток на рекуперативном теплообменнике до необходимых значений. Но, если на улице высокие температуры и давление на входе в УКПГ низкое, то есть на дросселе

будет маленький перепад давлений и, соответственно, недостаточное снижение температуры, мы не сможем подготовить сырье до требуемых стандартов качества. В этих случаях после рекуперативного теплообменника устанавливается холодильная машина для искусственного понижения температуры. Так как чем ниже температура на НТС, тем больше тяжелых углеводородов удастся удалить.

К основным факторам, влияющим на работу низкотемпературного сепаратора, можно отнести следующие [Писарев, с. 68]:

1) Состав сырого природного газа. Так как чем больше в составе газа тяжелых компонентов ( $C_5+$ ), тем большее количество конденсата получится извлечь.

2) Температура. Чем ниже температура на НТС, тем больше удастся осушить газ.

3) Перепад давления. Чем больше перепад давления от входа УКПГ до НТС, тем ниже температура на сепараторе (за счет эффекта Джоуля-Томсона), и, как следствие, выше степень осушки сырья.

Также стоит отметить, что на установках НТС предусмотрена подача ингибитора гидратообразования. В качестве ингибитора гидратообразования выступает метанол. Метанол подают для предотвращения образования гидратов.

Преимущества метода НТС:

- низкие капитальные эксплуатационные вложения (особенно на первых этапах разработки при высоких входных давлениях на УКПГ);
- высокая эффективность извлечения газового конденсата в виде тяжелых углеводородов ( $C_5+$ );
- простота обслуживания, надежность и эффективность;
- возможность регулирования процесса.

Недостатки метода НТС:

- при снижении входного давления на УКПГ требуется установка дополнительно оборудования (ДКС, холодильные машины и так далее);

- необходимость применения ингибиторов гидратообразования;
- имеются уносы конденсата с товарным газом;
- энергетические потери, связанные с рекомпрессией товарного газа;
- для тощих газов характерна низкая степень извлечения тяжелых углеводородов.

### Установка низкотемпературной конденсации

Установка низкотемпературной конденсации (НТК) является аналогом установки низкотемпературной сепарации (НТС). В НТК, в отличие от НТС, вместо дросселя используется турбодетандер с включением колонны деэтанзации. В данном методе вне зависимости от времени года используются холодильные машины, за счет чего температура на сепараторах значительно ниже, чем в методе НТС, что ведет к более высокой степени извлечения целевых компонентов из газа. Поэтому при данном способе подготовки осушка газа производится при постоянном давлении (без учета потерь давления на теплообменных аппаратах) и не требуется постепенного сброса давления, потому что охлаждение газа происходит не за счет эффекта Джоуля-Томсона, а за счет холодильной машины.

Основная технологическая схема работы НТК представлена на рисунке 1.2.2.

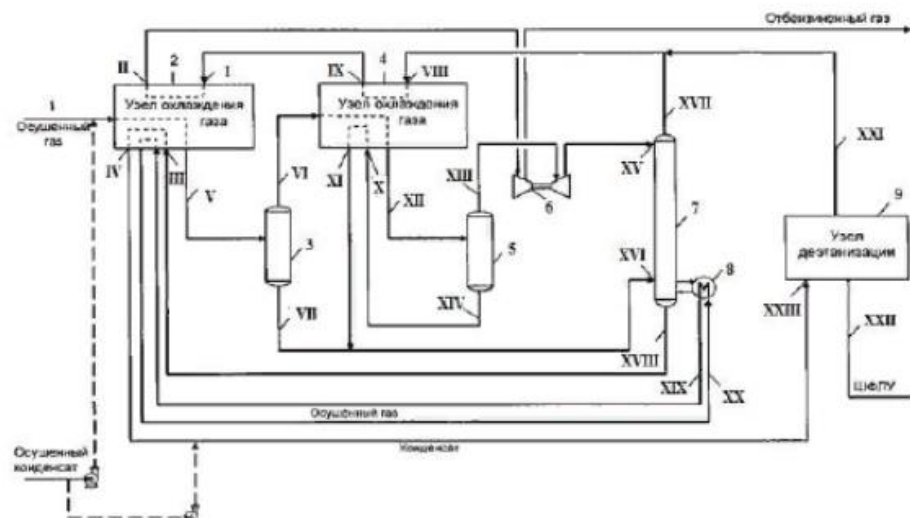


Рис. 1.2.2. Принципиальная схема установки низкотемпературной конденсации газа [Писарев, с. 77]

На данной схеме цифрами обозначены: 1 - трубопровод подачи сырья; 2 - первый узел охлаждения газа; 3 - сепаратор первой ступени; 4 - второй узел охлаждения газа; 5 - сепаратор второй ступени; 6 - турбодетандер; 7 - ректификационная колонна; 8 - рибойлер; 9 - узел деэтанзации; Потоки I; II - вход и выход газовой фазы; III; IV - вход и выход жидкой фазы; V - выход газожидкостной смеси; VI - выход газовой фазы; VII - выход жидкой фазы; VIII; IX - вход и выход газовой фазы; X; XI - вход и выход жидкой фазы; XII - выход газожидкостной смеси; XIII - выход газовой фазы; XIV - выход жидкой фазы; XV; XVI - вход для подачи сырья в ректификационную колонну; XVII - выход отбензиненного газа; XVIII - выход конденсата; XIX; XX - поток соединения с первым узлом охлаждения газа<sup>2</sup>; XXI выход газа деэтанзации; XXII - выход широкой фракции легких углеводородов (ШЛФУ); XXIII вход для подачи сырья в узел деэтанзации.

Сырой газ, приходящий на УКПГ, проходит сначала первую ступень сепарации, затем узел охлаждения, потом поступает на узел сепарации второй ступени, затем приходит в турбодетандер и, наконец, поступает в колонну деэтанзации. Из верхней части колонны отбирают деэтанализированный газ, а из нижней части – газовый конденсат.

Преимущества метода НТС:

- низкие капитальные эксплуатационные вложения (особенно на первых этапах разработки при высоких входных давлениях на УКПГ);
- высокая эффективность извлечения газового конденсата в виде тяжелых углеводородов (C<sub>5+</sub>);
- простота обслуживания, надежность и эффективность;
- возможность регулирования процесса;
- возможность возврата потерь энергии на компрессор.

Недостатки метода НТС:

- на УКПГ требуется установка дополнительно оборудования (ДКС, холодильные машины и так далее);

- необходимость применения ингибиторов гидратообразования;
- имеются уносы конденсата с товарным газом;
- для тощих газов характерна низкая степень извлечения тяжелых углеводородов.

### Адсорбционная осушка газа

Метод адсорбционной осушки природного газа заключается в том, что подготовка газа происходит за счет поглощения молекул жидкости (пластовой воды или газового конденсата) твердым поглотителем, называемым адсорбентом [Ишмурзин, Мияссаров, Махмутов, с. 70]. Процесс происходит благодаря свойству адсорбента избирательно поглощать жидкость из входного сырья. В качестве адсорбента могут вступать силикагели (гели кремниевой кислоты), активированный уголь и цеолиты, которые превращают в гранулы или мелкие шарики. Гранулированные вещества обязательно должны иметь в себе множество пор, так как жидкости оседают именно в них.

Еще одним важным свойством адсорбционной осушки является то, что благодаря ей возможно удаление кислых газов (диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ ) и сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ), что не представляется возможным при подготовке методом низкотемпературной сепарации.

Основная технологическая схема работы адсорбера представлена на рисунке 1.2.3.

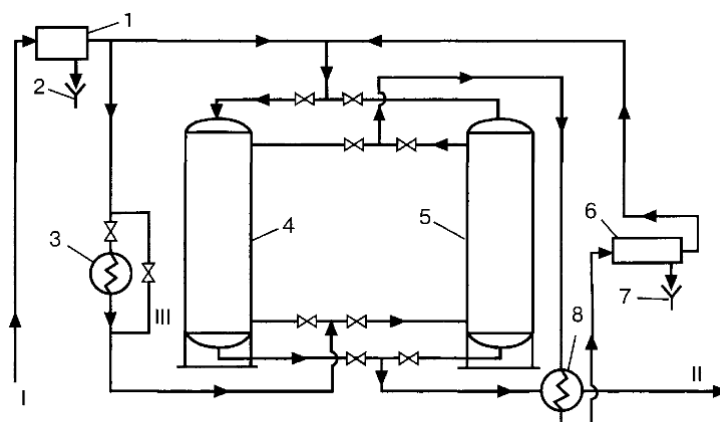


Рис. 1.2.3. Основная технологическая схема работы адсорбера, где 1 – входной пробкоуловитель; 2,7 – потоки отвода жидкости; 3 – нагреватель; 4,5 адсорберы; 6 – сепаратор; 8 – рекуперативный теплообменник [Жданова, с. 85]

Важной особенностью адсорбционной осушки является то, что в ней предусмотрено наличие двух адсорберов, так как один из них всегда задействован в осушке сырья, а второй - в регенерации адсорбента.

Далее опишем основной технологический процесс адсорбционной осушки. Сначала, как и во всех методах подготовки, сырой газ проходит через первичную сепарацию (входной пробкоуловитель) для сброса жидкости и очистки от механических примесей. Далее газ поступает в один из адсорберов для осушки, где происходит отделение жидкости за счет ее взаимодействия с адсорбентом. На втором адсорбере в это время происходит десорбция (регенерация) адсорбента за счет его нагрева. Осушенный холодный газ с первого адсорбера проходит через рекуперативный теплообменник, где он нагревается горячим потоком регенерированного адсорбента, тем самым охлаждая его. И, наконец, осушенный и подогретый газ поступает в магистральный газопровод.

Преимущества адсорбционного метода осушки природного газа:

- возможность удаления кислых газов;
- глубокая осушка газа за счет обеспечения низкой температуры точки росы по углеводородам для тощих газов;
- продолжительный срок службы адсорбента;
- исключена возможность попадания адсорбента в магистральный газопровод;
- изменение температуры и давления очищаемого газа не оказывает значительного влияния на качество осушки.

Недостатки адсорбционного метода осушки природного газа:

- большие капитальные и эксплуатационные затраты;
- адсорбенты предназначены для определенного диапазона компонентов, которые они могут извлечь;
- оборудование занимает большую площадь.



## Абсорбционная осушка газа

Метод абсорбционной осушки газа заключается в том, что жидкие поглотители, называемые абсорбентами, имеют свойство поглощать из сырьевого газа тяжелые углеводороды ( $C_{5+}$ ) [Регулярные процессы и оборудования..., с. 338]. Абсорбция является обратимым процессом, то есть выделенные из газа тяжелые углеводороды можно снова выделить из абсорбента путем его нагрева. Процесс выделения из абсорбента компонентов  $C_{5+}$  называется десорбцией.

В наше время на практике в качестве абсорбентов наиболее часто используются диэтиленгликоль и триэтиленгликоль, так как обладают наиболее оптимальными свойствами (влагоемкость, стабильность, не обладают коррозионными свойствами, легко регенерируемы).

При подготовке газа абсорбционным методом также, как и при подготовке адсорбционным методом возможно удаление кислых газов (диоксид углерода ( $CO_2$ ) и сероводород ( $H_2S$ )), что не представляется возможным при подготовке методом низкотемпературной сепарации.

Технология абсорбционной осушки обладает не самыми лучшими характеристиками по осушению газа, так как при взаимодействии сырого газа с гликолем, природный газ насыщается парами абсорбента. Данный факт может привести к тому, что при транспортировке газа по магистральному газопроводу при низких температурах возможно конденсирование паров гликоля из газа.

Метод абсорбционной подготовки природного газа мало применим при низких температурах окружающего воздуха, так как при низких температурах увеличивается вязкость абсорбентов, что, в свою очередь, существенно затрудняет возможность работы установки абсорбционной осушки в условиях крайнего Севера.

Еще одной важной особенностью абсорбционной осушки является то, что она наиболее эффективна при незначительном содержании тяжелых компонентов в газе. При значительном содержании  $C_{5+}$  абсорбционная осушка может не обеспечить требуемых СТО Газпром качеств сухого.

Основная технологическая схема работы адсорбера представлена на рисунке 1.2.4.

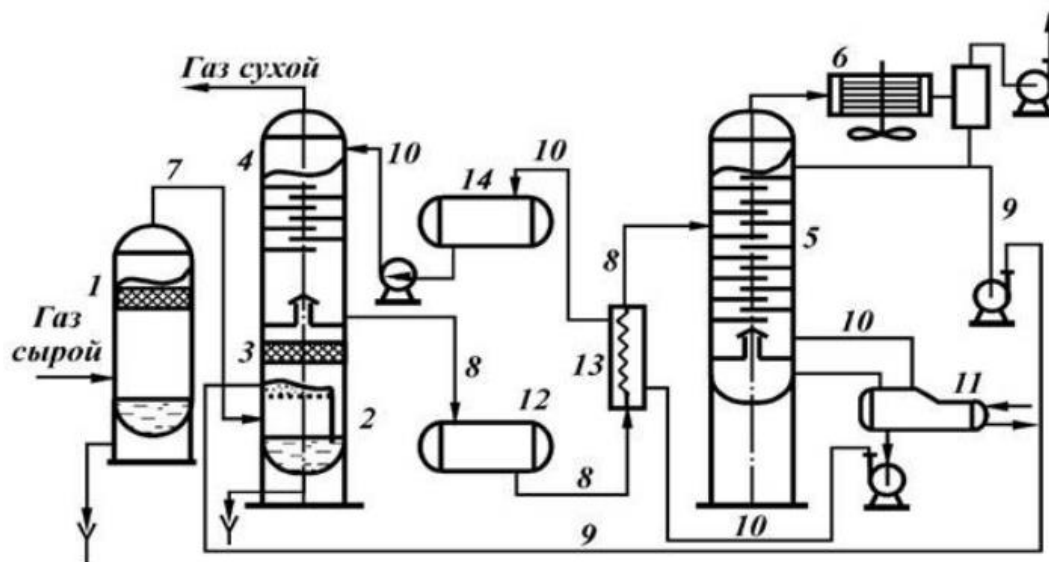


Рис. 1.2.4. Основная технологическая схема работы адсорбера, где 1 – входной пробкоуловитель; 2 – контактор; 3 – сепаратор; 4 – абсорбер; 5 – регенератор; 6 – холодильная машина; 7-10 – линии подачи; 11 – испаритель; 12 – выветриватель; 13 – рекуперативный теплообменник; 14 – буферная емкость

[Жданова, с. 123]

Сырье по трубопроводам-шлейфам от кустовых площадок попадает во входной сепаратор, где отделяется жидкая фаза и механические примеси. Затем газ поступает в абсорбер для осушки. Насыщенный или отработанный абсорбент отправляется на регенерацию путем нагрева.

Преимущества абсорбционного метода осушки природного газа:

- возможность удаления кислых газов;
- низкие эксплуатационные затраты;
- низкий перепад давления на абсорбере;
- простота работы оборудования.

Недостатки адсорбционного метода осушки природного газа:

- большие капитальные затраты;

- зависимость от температуры окружающей среды, в связи с чем работа в условиях крайнего Севера не представляется возможной;
- средняя степень извлечения жидких углеводородов из сырья до  $C_{6+}$ ;
- возможно выпадение абсорбента в магистральном газопроводе;
- оборудование занимает большую площадь.

### 1.3. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ГАЗА

На сегодняшний день природный газ является самым востребованным и экологически чистым источником топлива в мире, без которого невообразима современная жизнь. Но для того, чтобы была возможность безопасной транспортировки газа, и потребители смогли использовать его, природный газ должен быть подготовлен до определенных качеств на установках комплексной подготовки газа (УКПГ). Так как в сырье содержится не только газ, но и вода, которая приводит к завышенным потерям давления и возникновению пробкового режима течения, механические примеси, которые приводят к повышенным рискам эрозионного износа, кислые газы в виде углекислого газа ( $CO_2$ ) и сероводорода ( $H_2S$ ), которые являются очень агрессивными газами, способствующими риску коррозионного износа и самого трубопровода, и запорной арматуры, и компрессорной установки.

Все вышеперечисленные примеси, находящиеся в природном газе, могут привлечь к различным аварийным ситуациям на газопроводах, так как газ транспортируется на многие сотни и иногда даже тысячи километров.

Основные факторы формирующие критерии качества природного газа:

- Подготовленный газ не должен вызывать коррозии трубопровода и всего сопутствующего оборудования;
- При транспорте газа должно обеспечиваться однофазное течение флюида. В районах с низкими температурами при течении газа по трубопроводу он охлаждается, что может привести к конденсации из природного газа тяжелых

углеводородов (природного конденсата) и воды, чего допускать категорически нельзя;

- Товарный газ должен быть пригоден и безопасен для использования потребителями.

Требования к товарному газу, транспортируемому по магистральным трубопроводам, прописаны в СТО Газпром 089-2010 [СТО Газпром 089-2010, с. 4].

На рисунке 1.3.1 представлены физико-химические показатели горючего природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, согласно СТО, Газпром 089-2010.

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
1 Компонентный состав, молярная доля, %	определение обязательно	
2 Температура точки росы по воде (ТТР <sub>в</sub> ) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см <sup>2</sup> ), °С, не выше:		
– зимний период	-10,0	-20,0
– летний период	-10,0	-14,0
3 Температура точки росы по углеводородам (ТТР <sub>ув</sub> ) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:		
– зимний период	-2,0	-10,0
– летний период	-2,0	-5,0
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,007	
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,016	
6 Массовая концентрация общей серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,030	
7 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> ), не менее	31,80	
8 Молярная доля кислорода, %, не более	0,020	
9 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5	
10 Массовая концентрация механических примесей, г/м <sup>3</sup> , не более	0,001	
11 Плотность при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	Не нормируют, определение обязательно	

Рис. 1.3.1. Физико-химические показатели горючего природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам [СТО Газпром 089-2010, с. 4]

#### 1.4. ВОЗНИКАЮЩИЕ НА ПРОИЗВОДСТВЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО СЕПАРАТОРА

В данном разделе мы хотим прояснить основные проблемы, с которыми сталкиваются предприятия при подготовке газа методом низкотемпературной сепарации, так как метод НТС является самым распространенным методом подготовки природного газа к товарному качеству [Гриценко, Истомина, с.112].

При подготовке сырья методом НТС существует три основные проблемы [Цедрик, с. 37-41]:

- 1) постепенное снижение давления на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ);
- 2) необходимость использования ингибитора гидратообразования;
- 3) экономические потери, связанные с уносами тяжелых углеводородов с газовой фазой.

Постепенное снижение давления на входе в УКПГ происходит на поздних стадиях разработки месторождений. Связано оно с тем, что месторождение начинает себя исчерпывать, и для обеспечения необходимых по бизнес-плану показателей приходится снижать входное давление. Снижение давления производят для избегания самозадавливания скважин. Эффект самозадавливания состоит в том, что линейное давление становится выше устьевого давления.

Для предотвращения передавливания скважин, которое ведет к невыполнению плановых объемов добычи, на производстве снижают давление в конце трубопровода-шлейфа, то есть скидывают давление на узле запорной переключающей арматуры (ЗПА) на входе в УКПГ.

Снижение давление на входе в УКПГ, в свою очередь, делает малоэффективной подготовку методом низкотемпературной сепарации. В среднем необходимый для качественной подготовки природного газа перепад давления на УКПГ составляет 35 – 55 бар. При снижении давления на ЗПА, перепад на УКПГ будет становиться все меньше, что приведет к увеличению температуры на низкотемпературном сепараторе, и, как следствие, меньшему выделению тяжелых углеводородов из сырья. Так как уменьшается количество

отсепарированного конденсата из сырья, то мы получаем большие экономические потери, потому что теряется целевой продукт, имеющий большую ценность на рынке.

Для искусственного поднятия давления на ЗПА, с целью восстановления необходимого перепада давления, на входе в УКПГ устанавливают сырьевую дожимную компрессорную станцию (ДКС). Сырьевая ДКС предназначена для нагнетания давления входящего потока до требуемых значений.

Теперь поговорим о второй проблеме – это необходимость использования ингибитора гидратообразования. Газовый гидрат – это кристаллическое вещество, которое образуется из молекул воды и газа [Воробьев, Малюков, с.11-21]. Основными условиями для выпадения гидратов являются высокое давление и низкая температура. Именно при этих условиях и ведется подготовка газоконденсатного сырья на УКПГ методом низкотемпературной сепарации. Газовые гидраты опасны тем, что они при выпадении закупоривают проходное сечение трубопроводов и иного оборудования, что ведет к рискам аварийных ситуаций. Для избегания возникновения данных рисков на производстве в сырьевой поток добавляют специальные вещества, называемые ингибиторами гидратообразования. Ингибитор гидратообразования предназначен для того, чтобы при рабочих условиях обеспечивался безгидратный режим работы промысла. Самым распространенным ингибитором гидратообразования является метанол (MeOH). Концентрацию метанола подбирают таким образом, чтобы при данных термобарических условиях обеспечивался пятиградусный запас от температуры начала гидратообразования.

Теперь подробнее поговорим о уносах тяжелых углеводородов с газовой фазой. Уносы – это потери конденсата, которые возникают в связи с неэффективностью работы сепаратора. Идеальный сепаратор полностью разделяет газовую и жидкую фазу при данных термобарических условиях, то есть если по фазовой диаграмме из сырьевого природного газа должен выделиться объем жидкости  $V_L$  и объем газа  $V_G$ , то из идеального сепаратора должен выйти объем жидкости  $V_L$  и объем газа  $V_G$ . То есть идеальный сепаратор

разделяет входной поток на газ и жидкость в той пропорции, которая соответствует термобарическим условиям на фазовой диаграмме конкретного состава. Данная иллюстрация представлена на рисунке 1.4.1.

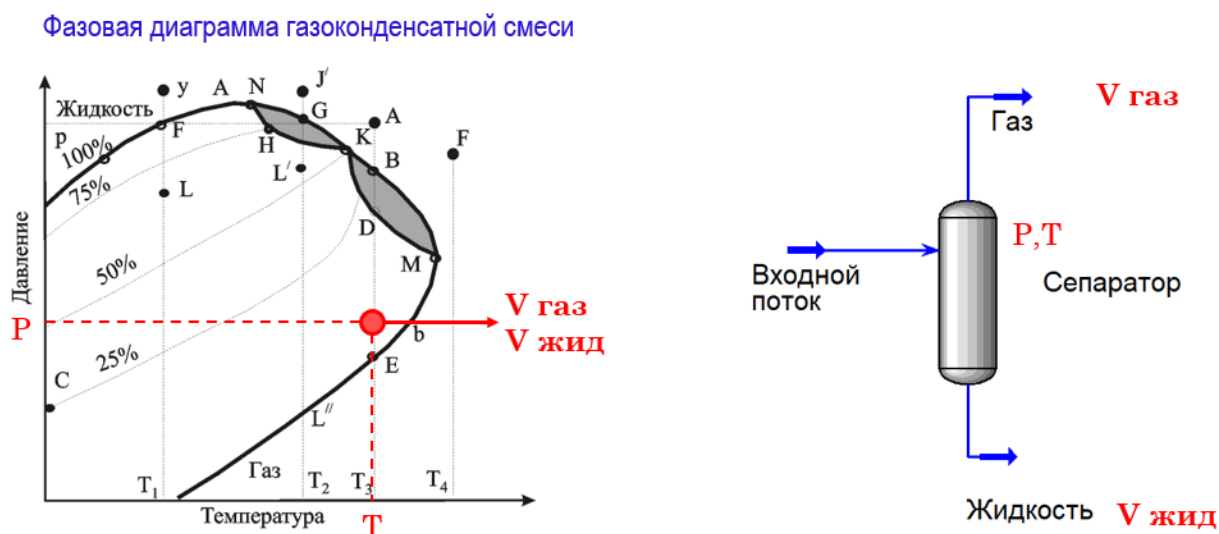


Рис. 1.4.1. Фазовая диаграмма и идеальный сепаратор

В реальных же сепараторах в силу конструктивных особенностей, сепараторы не могут работать идеально, и из реального сепаратора выходят: в составе газовой фазы – объем  $V_G + V'$ , в составе жидкой фазы – объем  $V_L - V'$ , где  $V'$  – это объем уносов жидкости с газовой фазой, то есть часть конденсата уносится газом (рис. 1.4.2).

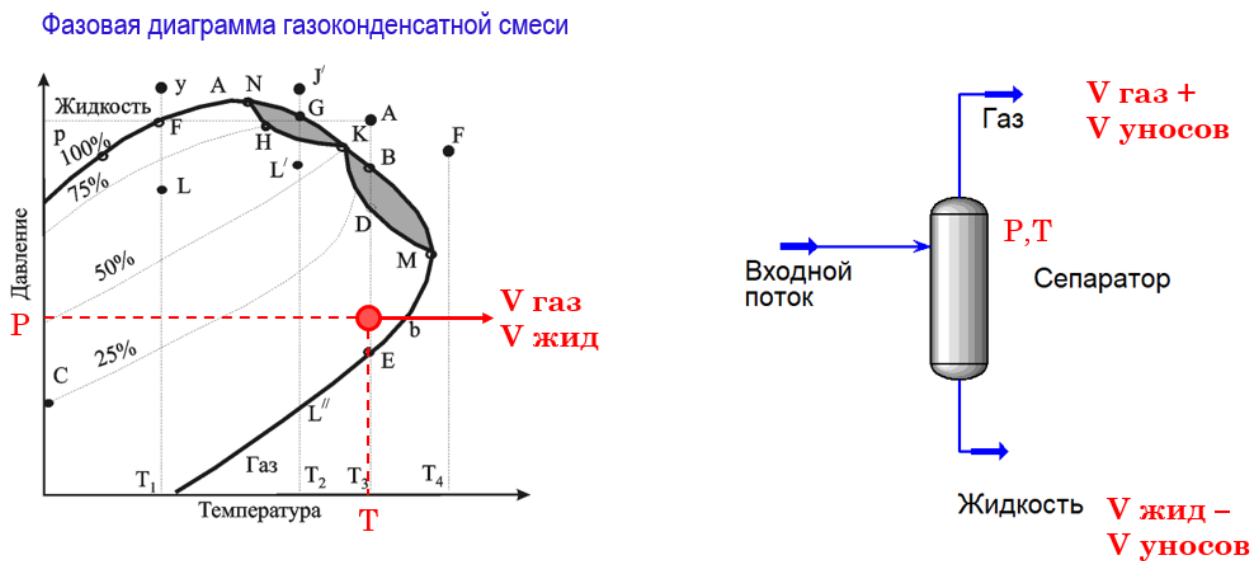


Рис. 1.4.2. Фазовая диаграмма и реальный сепаратор

Критично, если данные потери наблюдаются на последней стадии сепарации, которая происходит на низкотемпературном сепараторе, так как газ, вышедший с НТС, больше не проходит никаких стадий подготовки, и, следовательно, конденсат, унесенный с ним, уловить больше не представляется возможным.

Оценить наличие уносов и их количество можно при помощи цифровой модели объектов подготовки. Для этого необходимо проанализировать две величины: температуру в низкотемпературном сепараторе и температуру точки росы по углеводородам товарного газа.

Температура точки росы по углеводородам – это температура при данном давлении, при которой начинается переход компонентов газа в жидкую фазу. Чем ниже температура точки росы, тем газ более сухой, то есть в нем меньше тяжелых углеводородов.

При идеальной работе НТС, когда газовая и жидкая фазы разделяются без уносов, температура точки росы по углеводородам равна температуре в низкотемпературном сепараторе. Если присутствуют уносы, то температура точки росы ниже, чем температура в НТС, то есть в составе товарного газа содержатся тяжелые углеводороды, которые должны были отделиться в НТС.

Методы борьбы с уносами газового конденсата с товарным газом из низкотемпературного сепаратора рассмотрены в следующем разделе.

## 1.5. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С УНОСАМИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Основных причин возникновения капельных уносов всего две [Донских, с. 267-273].:

- 1) неэффективность работы сепаратора.
- 2) выход рабочих условий эксплуатации сепаратора за рамки, определенных заводом изготовителем.

На сегодняшний день существуют следующие методы предотвращения капельного уноса тяжелых углеводородов:



1) повышение температуры и снижение давления в НТС, для снижения жидкостной нагрузки на сепаратор.

2) замена либо реконструкция сепаратора, либо строительство дополнительной технологической линии подготовки.

3) установка дополнительного сепаратора для улавливания капельных уносов УВ.

Первый способ борьбы с уносами газового конденсата, заключающийся в изменении термобарических условий работы сепаратора, основан на том, что при повышении температуры и снижении давлении из сырого газа выпадает меньшее количество конденсата и, соответственно, снижается количество жидкой фазы в сепараторе, и уносы уменьшаются. Но данный метод применим только тогда, когда содержание  $C_{5+}$  компонентов в сыром газе мало и имеется существенный запас по фактической температуре точки росы по углеводородам товарного газа от требуемой СТО Газпром 089-2010 температуры. В данном случае, при поднятии температуры на НТС, на охлаждение газа потребуется меньшее количество потребляемой холодильной машиной мощности. Тем самым удастся сэкономить на электричестве, но без потерь конденсата в данном случае не обойтись.

Второй метод, основанный на замене или реконструкции существующего сепаратора, либо строительстве дополнительной технологической линии, применяют в тех случаях, когда расход через сепаратор по газу и жидкости превышает рабочий диапазон аппарата.

Что касается третьего метода, заключающегося в установке дополнительного сепаратора для улавливания унесенных с товарным газом тяжелых углеводородов, он применяется в случае значительных уносов капельной жидкости. Также установка дополнительного сепаратора возможна только тогда, когда на УКПГ имеется место для него.

Замена существующего сепаратора иногда не является экономически выгодной, так как дешевле купить сепаратор с меньшей производительностью

по жидкой фазе, потому что значительная часть жидкости отделится на существующем аппарате.

Сепараторы, установленные после НТС, должны улавливать мельчайшие капли жидкости из потока товарного газа. На сегодняшний день существует ряд патентов с разработками таких сепараторов от отечественных производителей, что в наше время имеет большую значимость, в связи с уходом с Российского рынка Зарубежных компаний.

Так, например, авторы патента Лаптев А.Г., Башаров М.М., Тараскин М.М., Исхаков А.Р. предложили конструкцию сепаратора осушки газов от капельной влаги [Патент №111023, с. 1-11].

Схема сепаратора представлена на рисунке 1.5.1.

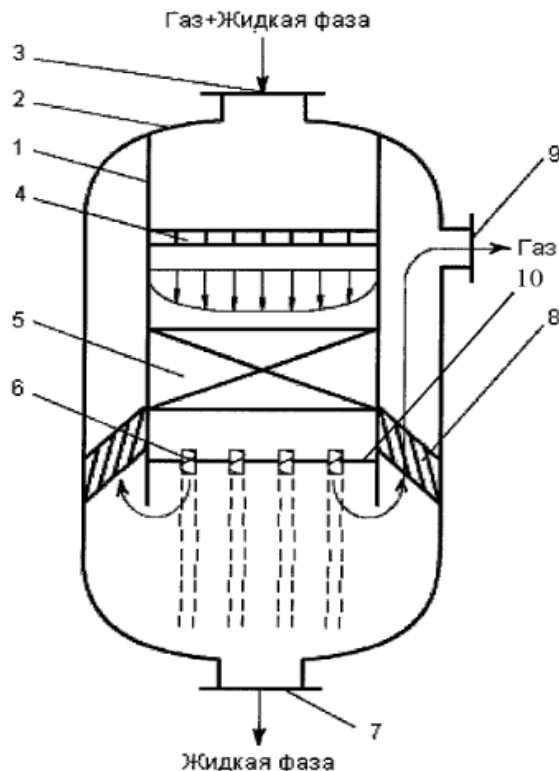


Рис. 1.5.1. Схема сепаратора, где 1 - внутренняя труба, 2 - корпус, 3 - патрубок входа исходной газожидкостной смеси, 4 - направляющая решетка, 5 - секция нерегулярных металлических насадок, выполненная в виде насадок «Инжехим-2000», 6 - трубки с ленточным завихрителем, 7 - патрубок выхода отделенной жидкой фазы, 8 - сетчатый демистер, 9 - патрубок выхода очищенного от влаги газа, 10 - тарелка

Еще один патент предложен Курочкиным А.В. Его патент называется сепаратор для очистки газа от капельной жидкости [Патент №2330844, с. 1-8].

Схема сепаратора представлена на рисунке 1.5.2.

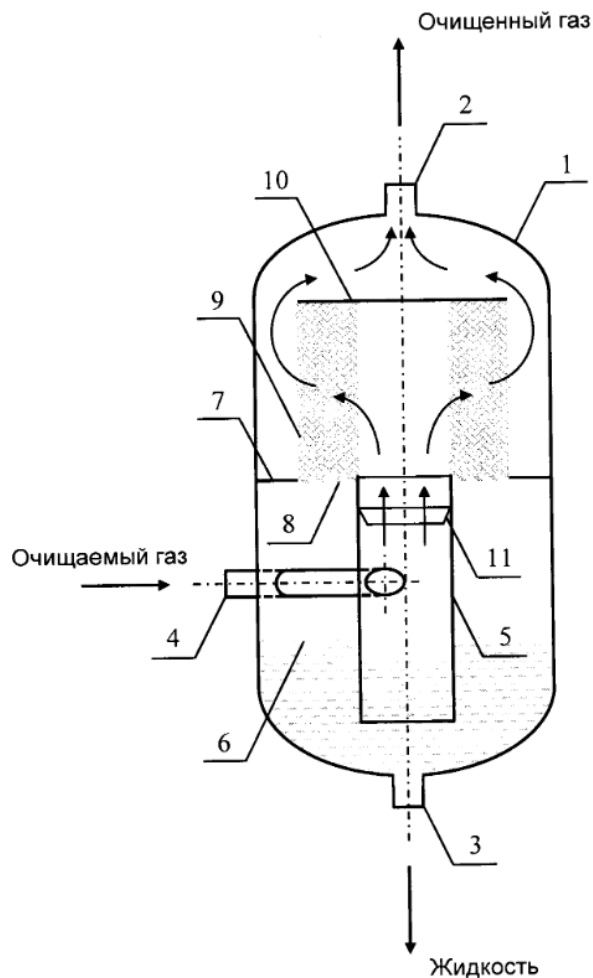


Рис. 1.5.2. Схема сепаратора, где 1 – корпус; 2 – выходной патрубок; 3 – сливной патрубок, 4 – устройство тангенциального ввода с входным патрубком; 5 – цилиндрическая перегородка; 6 – поверхность раздела фаз, 7 – кольцевая перегородка; 8 – внутренняя перфорированная часть; 9 – кольцевой коалесцирующий блок; 10 – крышка; 11 – кольцевой отбойник жидкости

В случаях, когда на установке комплексной подготовки газа нет свободного места, могут быть использованы внутритрубные сепараторы. О них более подробно будет описано в следующем пункте.

## 1.6. ВНУТРИТРУБНЫЕ СЕПАРАТОРЫ

Внутритрубный сверхзвуковой сепаратор – это устройство, которое монтируется в трубопровод и предназначено для отделения жидкой фазы от входного газоконденсатного потока за счет центробежных сил [Имаев, Сафьянников, с. 3].

Внутритрубный сепаратор представляет собой участок трубопровода с вмонтированными внутри него завихрителем, секции сепарации жидкости и секцией отбора газоконденсатного потока.

На рисунке 1.6.1 представлена схема внутритрубного сепаратора.

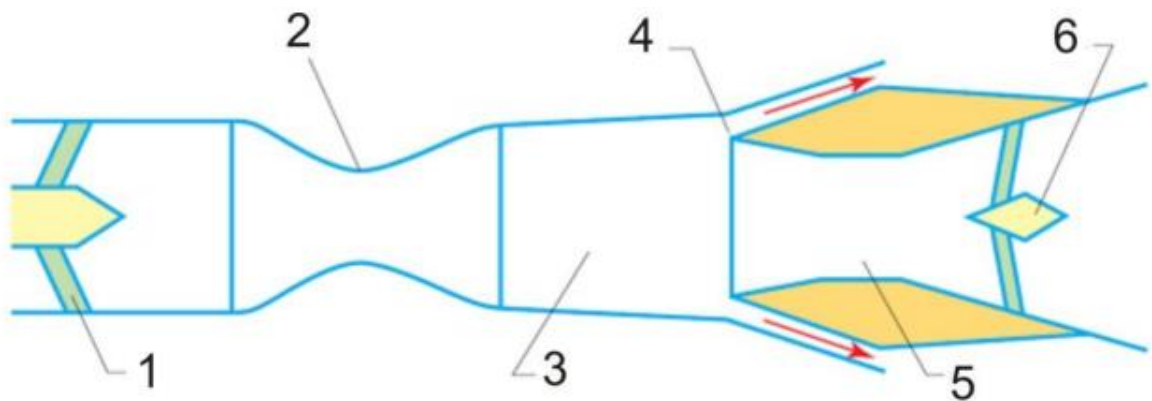


Рис. 1.6.1. Принципиальная схема внутритрубного сепаратора, где 1 – завихритель; 2 – сопло Лавалья; 3 – рабочая секция; 4 – двухфазный сепаратор газ-жидкость; 5 – диффузор; 6 – направляющий аппарат [Имаев, Сафьянников, с. 4]

На рисунке 1.6.2 представлена схема движения газоконденсатной смеси в сепараторе, где синим цветом отражены потоки содержащие жидкую фазу, а красным цветом чисто газовый поток.

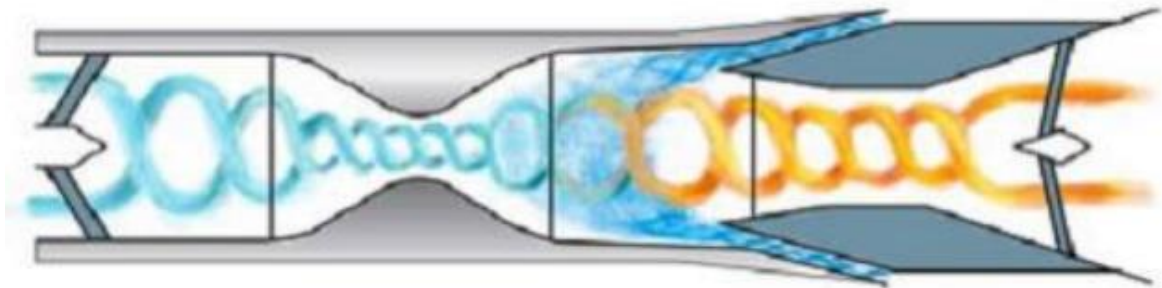


Рис. 1.6.2. Принципиальная схема движения потоков внутритрубного сепаратора [Имаев, Сафьянников, с. 6]

Работа сверхзвукового сепаратора заключена следующим образом: входной поток закручивается завихрителем и попадает в сопло Лавалья, на выходе из которого происходит резкое падение давления и температуры (за счет эффекта Джоуля-Томсона), а также резкое возрастание скорости. За счет значительного снижения температуры из входного потока начинают образовываться жидкостные капли, которые со временем увеличиваются в объеме, в связи с объединением мелких капелек между собой. В результате действия центробежных сил на капли, жидкость скапливается на стенках сепаратора, а затем отделяется с помощью разделителя. Газовая же часть остается вдоль оси аппарата.

Понижение температуры во внутритрубном сепараторе может достигать до минус 60 – минус 100 градусов Цельсия. При столь низких температурах осуществляется очень эффективное отделение жидкой фазы от газовой.

По своему принципу действия 3s-сепаратор очень похож на турбодетандерную установку, в которой происходит сначала компримирование входного потока, а потом декомпримирование. Но в сверхзвуковом сепараторе отсутствуют движущиеся части внутри установки, что исключает необходимость в трудозатратном и дорогостоящем обслуживании.

На сегодняшний день в Российской Федерации внутритрубные сверхзвуковые сепараторы еще не получили широкого использования, но уверенно набирают свою популярность. Так в работе Имаева и Сафьянникова приведены фактические результаты эффективности 3s-сепаратора на УКПГ, приведенные в таблице 1.6.1 [Имаев, Сафьянников, с. 25].

Таблица 1.6.1

## Фактические результаты эффективности 3s-сепаратора на УКПГ

Показатели блока НТС	Блок НТС	
	с 3S-сепаратором	без 3S-сепаратором
Давление во входном сепараторе, МПа (абс.)	12.0	12.0
Температура газа на входе в теплообменник, °С	7	7
Давление на выходе из 3S, МПа (абс.)	7.6	-
Давление на выходе из НТС, МПа (абс.)	-	7.6

Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	10300	10300
Температура точки росы газа по углеводородам на выходе из УКПГ, °С (при давлении 75 атм)	ниже -40	-21.4
Температура точки росы газа по воде на выходе из 3S-сепаратора, °С (при давлении 75 атм)	ниже -25	-
Температура точки росы газа по воде на выходе из УКПГ, °С (при давлении 75 атм)	-	-25.2
Давление газа на выходе УКПГ, МПа (абс)	7.5	7.5
Содержание компонентов С <sub>5</sub> + в товарном газе на выходе из 3S-сепаратора, г/м <sup>3</sup>	менее 4	-
Содержание компонентов С <sub>5</sub> + в товарном газе на выходе из сепаратора НТС, г/м <sup>3</sup>	-	8
Содержание капельной жидкости в товарном газе на выходе из 3S-сепаратора, г/м <sup>3</sup>	отсутствует	-
Содержание капельной жидкости в товарном газе на выходе из сепаратора НТС, г/м <sup>3</sup>	-	1.5

По данной таблице видно, что при использовании 3s-сепаратора температура точки росы по углеводородам оказалась значительно ниже, что привело к полному удалению жидкой фазы из потока, о чем свидетельствует отсутствие содержания капельной жидкости в товарном газе на выходе из аппарата.

Преимущества использования 3S-сепараторов:

- 1) надежность и простота эксплуатации аппаратов, за счет отсутствия движущихся частей внутри агрегата;
- 2) низкие капитальные и эксплуатационные затраты;
- 3) независимость от температуры окружающего воздуха
- 4) не требует дополнительного места на УКПГ, так как монтируется в существующий участок трубопровода;
- 5) возможно применять для очистки от кислых газов.

Недостатки использования 3S-сепараторов:

- 1) эффективность работы сепаратора можно оценить только после конкретных испытаний на производстве, так как оценить размер капель в

газожидкостном потоке невозможно, а при слишком мелких размерах капель 3S-сепаратор работает неэффективно.

## ГЛАВА 2. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ВНУТРИТРУБНОГО СЕПАРАТОРА

### 2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение N является нефтегазоконденсатной залежью, находящейся в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. По уровню объемов запасов месторождение относится к средним. По проекту годовая добыча должна составлять 7.7 миллиардов кубометров по газу и 1.3 тонн по конденсату.

Рельеф представляет из себя слабовсхолменную тундровую равнину. Большую часть территории занимают торфяные болота [Атлас ЯНАО, с. 24].

Вся территория, на котором находится месторождение находится в районе вечной мерзлоты. Климат является умеренно-холодным, влажным.

Среднегодовая температура составляет порядка минус 7°C. Среднемесячная температура самого холодного месяца (январь) составляет около минус 25 °С. Среднемесячная температура самого теплого месяца (июль) составляет около плюс 16 °С. Абсолютный минимум равен минус 52°C.

Система сбора пластовой продукции со скважин представлена по коллекторно-лучевой схеме отдельными нитками идет газоконденсатное сырье, отдельно нефть. Газоконденсат поступает по газопроводам-шлейфам на установку комплексной подготовки газа (УКПГ), где производится его дальнейшая подготовка.

Сырьем для УКПГ является сырой газ, поступающий с N-го месторождения. Продукцией является товарный газ, соответствующий требованиям СТО Газпром 089-2010.

### 2.2. СХЕМА ПОДГОТОВКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО СЫРЬЯ НА УСТАНОВКЕ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ N

#### **Подготовка газа**

Подготовка газа на УКПГ месторождения N выполняется по схеме трехступенчатой сепарации методом низкотемпературной сепарации (НТС) с



применением эжектора или турбодетандерного агрегата (ТДА) в режиме выработки нестабильного конденсата.

Применение трехступенчатой сепарации позволяет защитить оборудование от отложений парафина за счет плавного снижения температуры газа по ступеням сепарации и постепенного отвода парафиносодержащей жидкости.

К преимуществам реализованной на месторождении схемы можно отнести:

- 1) непрерывность процесса;
- 2) гибкость работы в условиях зимы и лета за счет изменения объема подаваемого метанола и подключения в работу ТДА или эжектора;
- 3) полная автоматизация технологического процесса;
- 4) простота и надежность оборудования;
- 5) сравнительно низкая экологическая опасность.

Общая принципиальная схема УКПГ месторождения N представлена на рисунке 2.2.1.

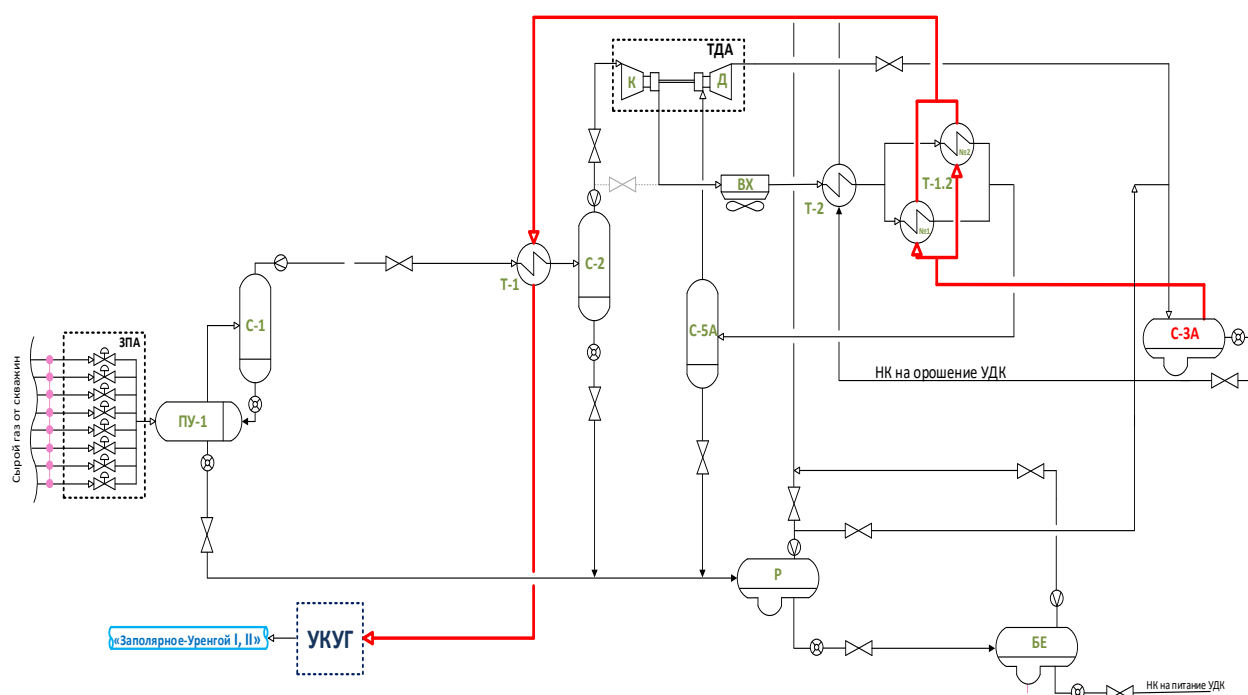


Рис. 2.2.1. Общая схема УКПГ месторождения N

Сырье, поступающее от кустов газа на УКПГ, в первую очередь поступает в блок входных пробкоуловителя и сепаратора С-1, которые предназначены для

очистки газа от конденсата (тяжелых углеводородов), механических примесей и пластовой воды.

На УКПГ предусмотрено применение двух сепараторов производительностью порядка 15 млн. м<sup>3</sup>/сут каждый.

Жидкая фаза, выделившаяся в пробкоуловителе и сепараторе С-1, поступает в трехфазный сепаратор Р.

Сырой газ из сепаратора С-1 поступает в рекуперативный теплообменник Т-1.1, где охлаждается обратным потоком осушенного газа.

Охлажденный сырой газ из теплообменника Т-1.1 направляется в сепаратор С-2, где происходит разделение газа и жидкости. В качестве жидкой фазы выступает газовый конденсат и метанольная вода.

В зимний период реализуется схема работы с эжектором. В данной схеме газ после сепаратора С-2 проходит через аппараты воздушного охлаждения (АВО) и поступает в рекуперативный теплообменник второй ступени Т-2, где охлаждается встречным потоком нестабильного конденсата и затем проходит теплообменник Т-1.2, где доохлаждается потоком осушенного газа, выходящего из низкотемпературного сепаратора С-3А, а затем поступает на эжектор.

В летний период реализована схема работы с ТДА. При данной схеме газ после сепаратора С-2 газ подается на вход компрессора (ТК), находящегося на одном валу с детандером (ТД) ТДА. Давление газа на входе в компрессор принятых ТДА не должно превышать 10.4 МПа (номинальный режим).

После ТК газ с давлением до 12.0 МПа проходит через аппараты воздушного охлаждения (АВО) и далее проходит через теплообменники Т-2 и Т-1.2 (аналогично схеме с эжектором).

После теплообменника Т-1.2 сырой газ подается в вертикальный сепаратор С-5а для очистки от капельной жидкости и поступает на вход детандера ТД, где, совершив работу при снижении давления, передает энергию компрессору и охлаждается до минус 35 °С (минимум).

После снижения давления в детандере или на эжекторе газ поступает в низкотемпературный сепаратор С-3А, в котором при температуре от минус 30°С до минус 35 °С происходит его осушка от воды и углеводородов.

При подготовке газа по схеме с эжектором или аварийном отключении ТДА газ после сепаратора С-2 по байпасу ТК подается через ВХ и теплообменники Т-2 и Т-1.2 на вход эжектора в качестве активного газа.

Осушенный газ из сепараторов С-3А проходит последовательно теплообменники Т-1.2 и Т-1.1 и поступает в магистральный газопровод.

Для предотвращения гидратообразования в обвязке оборудования перед ВХ и перед ТД подается метанол, а также подача производится перед сепаратором С-1, перед эжектором.

Жидкая фаза, выделившаяся в сепараторе С-2 (конденсат и водометанольный раствор), поступает в трехфазный разделитель Р.

Жидкость, выделившаяся в сепараторе С-5а, в зависимости от процентного содержания конденсата подается в поток сырого газа С-3А или на узел приема и подачи метанола для повторного использования.

Жидкость, выделившаяся в сепараторе С-3А (ВМР), поступает на узел приема и подачи метанола, затем с помощью насосов поступает в технологический процесс.

Конденсат, выделившийся в сепараторе С-3А, проходит теплообменник Т-2, охлаждает осушенный газ и подается на установку диэтанализации конденсата (УДК) в качестве орошения ректификационной колонны.

### **Подготовка конденсата**

Выделившийся на сепараторах конденсат поступает в разделители Р. В разделителях происходит частичная дегазация жидкой фазы (в результате снижения давления) и разделение углеводородного конденсата и водометанольного раствора.

Нестабильный «тяжелый» конденсат (НК) из разделителей Р после замера количества поступает в буферные емкости БЕ для выветривания перед подачей на УДК.

Низкоконтрированный ВМР, с процентным содержанием метанола менее 7%, направляется на очистные сооружения для подготовки и дальнейшей закачки в пласт для ППД.

В буферной емкости БЕ происходит дальнейшее разгазирование нестабильного конденсата при снижении давления и дальнейшее отделение воды.

Из буферной емкости БЕ нестабильный конденсат подается на УДК в качестве питания ректификационной колонны.

Утилизация газа выветривания при работе по схеме с эжектором происходит следующим образом: газ подается на вход эжектора в качестве пассивного газа.

Утилизация газа выветривания при работе по схеме с ТДА происходит следующим образом: газ возвращается в процесс подготовки газа после компримирования на компрессорной станции (КС).

На УДК конденсат готовится до требуемых качеств.

### 2.3. ПРОБЛЕМЫ, ВЫЯВЛЕННЫЕ В ХОДЕ МОНИТОРИНГА УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ N

Для моделирования объектов подготовки и углеводородов использовалось специальное программное обеспечение (ПО) «Honeywell UniSim Design», предназначенное для моделирования в стационарном режиме объектов подготовки, переработки и линейных объектов. Также в «Honeywell UniSim Design» возможно задать конструктив каждого аппарата (аппарат воздушного охлаждения, сепаратор, колонна, компрессор, насос). Программа позволяет отслеживать изменение основных параметров (давление, температура и расход) после каждой установки, что позволяет оценить полную картину, происходящую на УКПГ [HYSYS, с. 13].

Суть мониторинга заключается в том, чтобы решать следующие задачи:

- 1) выявление наличия «узких» мест на УКПГ, при их наличии;

- 2) проведение анализа фактического состояния технологического оборудования;
- 3) подбор оптимального технологического режим работы оборудования;
- 4) выявление возможных мест возникновения гидратного режима и подобрать необходимое количество ингибитора гидратообразования.

Анализ производится после настройки комплексной модели на фактический режим работы УКПГ. Суть настройки модели заключается в задании обновленного в результате лабораторных исследований совокупно добываемого флюида (СДФ) и настройке термобарических условий работы каждого аппарата, входящего в состав УКПГ.

Так, в результате адаптации (актуализации) комплексной модели на январь месяц 2023 года было выявлено, что температура точки росы по углеводородам на выходе из УКПГ и температура низкотемпературного сепаратора не совпадают. Температура на выходе из УКПГ составляет минус 23,4 °С, а на выходе из низкотемпературного сепаратора существенно ниже, и составляет минус 28,6 °С. Исходя из этого, делается вывод о том, что на низкотемпературном сепараторе С-3А существуют уносы конденсата, так как, если бы уносов не было, температура точки росы по углеводородам на выходе из УКПГ должна была быть равной температуре низкотемпературного сепаратора.

С помощью модели, созданной в «Honeywell UniSim Design», получилось выявить количество уносимого конденсата. Величина уносов целевого компонента составила 3.5 гр/м<sup>3</sup>. То есть с 1 м<sup>3</sup> газа уносится 3.5 гр товарного газового конденсата или 28 тонн в сутки. Экономические потери составляют до 620 тысяч рублей в сутки.

Далее была проанализирована причина столь больших уносов конденсата с газовой фазой. Причинами уносов может послужить либо неэффективная работа сепаратора, либо выход рабочих диапазонов за рамки, установленные заводом изготовителем. В нашем случае причиной столь больших уносов послужил выход рабочего диапазона расхода жидкой фазы, проходящей через сепаратор, за пределы, установленные производителем.

В таблице 2.3.1 приведено сравнение фактических параметров работы низкотемпературного сепаратора с установленными заводом изготовителем допустимыми диапазонами.

Таблица 2.3.1

Сравнение фактических параметров работы низкотемпературного сепаратора с установленными заводом изготовителем допустимыми диапазонами

Данные регламента УКПГ	Паспортные данные аппарата	Фактические параметры работы за 27.09.2022	Фактические параметры работы за 03.01.2023	Заключение о соответствии фактических данных паспортным/регламентным
Р <sub>расч</sub> = 7.8 МПа Р <sub>раб</sub> = 6.0 МПа	Р <sub>раб</sub> = 5.9...7.5 МПа	Р = 6.236 МПа	Р = 5.33 МПа	Соответствует
Т = минус 29.8 ...минус 36.0 °С	Т = минус 29.8 ...минус 36.0 °С	Т = минус 30.3 °С	Т = минус 30.1 °С	Соответствует
Q <sub>г</sub> = 78828...462493 ст. м3/час	Q <sub>г</sub> = 78828...462493 ст. м3/час	Q <sub>г</sub> = 419824 ст. м3/час	Q <sub>г</sub> = 432591 ст. м3/час	Соответствует
Q <sub>конд</sub> = 11770...50000 кг/час	Q <sub>конд</sub> = 11770...43816 кг/час	Q <sub>конд</sub> = 63418 кг/час	Q <sub>г</sub> = 72243 кг/час	Не соответствует

Процент превышения фактического расхода конденсата над максимальным расходом, указанным изготовителем, составляет 64,9 %. Несоответствие фактических и проектных показателей вызвано заниженным, при составлении проектных показателей, конденсатогазовым фактором (отношение дебита конденсата к дебиту газа).

В связи с тем, что сепаратор С-3А работает со значительной перегрузкой по жидкой фазе, жидкость не успевает отстаиваться и уносится с потоком газовой фазы.

## 2.4. УСТАНОВКА ВНУТРИТРУБНОГО СЕПАРАТОРА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ УНОСОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Для решения проблемы уносов газового конденсата с потоком осушенного газа предлагается установка после низкотемпературного сепаратора дополнительного сверхзвукового внутритрубного сепаратора (3S-сепаратор).

Выбор упал на 3S-сепаратор в виду следующих причин:

1) Реконструкция существующего аппарата не привела бы к полному избавлению от уносов газового конденсата, а лишь немного снизила бы их. Реконструкция аппарата позволяет увеличить пропускную способность сепаратора до 15 %, а в нашем случае требуемое увеличение пропускной способности составляет 64.9 %.

2) Строительство новой технологической линии на УКПГ обойдется предприятию на порядок дороже, чем строительство одного 3S-сепаратора. Так, покупка нового низкотемпературного сепаратора обойдется предприятию примерно в 75 млн. руб, а стоимость 3S-сепаратора составляет порядка 9,5 млн. руб.

3) Установка дополнительного наземного сепаратора после НТС невозможно ввиду отсутствия на УКПГ свободного места под новый аппарат.

4) Замена существующего сепаратора на сепаратор необходимой производительности по жидкости также невозможно, так как по габаритам необходимый сепаратор окажется значительно больше существующего, а места под его установку на УКПГ недостаточно.

Сепаратор, необходимой производительности готова произвести компания «АЭРОГАЗ». На рисунке 2.4.1 представлена схема 3S-сепаратора, представленного компанией «АЭРОГАЗ».

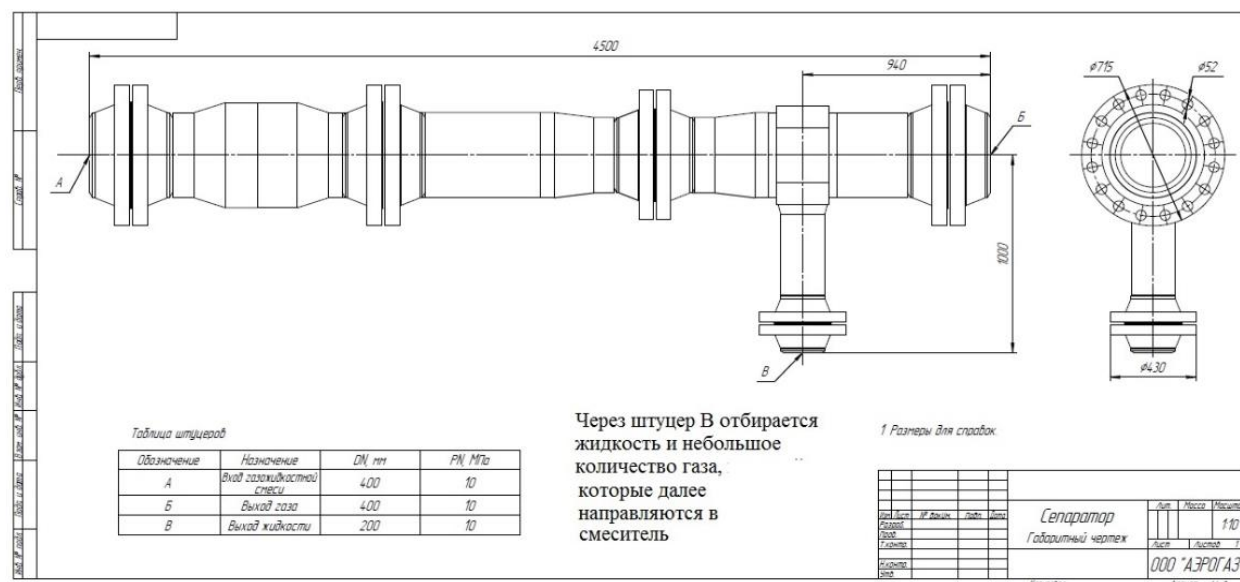


Рис.2.4.1. Схема 3S-сепаратора, представленного компанией «АЭРОГАЗ»  
Характеристики внутритрубного сепаратора, представленного «АЭРОГАЗ» приведены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1

## Характеристика внутритрубного сепаратора компании АЭРОГАЗ

Характеристика	Величина
Габаритные размеры	4.5 м
Расчетное давление	10 МПа
Диаметр	400 мм
Масса	3500 кг
Производительность	500000 м <sup>3</sup> /сут
Материал	Сталь 09Г2С
Исполнение	ХЛ1
Расчетная температура	Минус 56...плюс 35 °С

На рисунке 2.4.2 представлена схема движения потоков в 3S-сепараторе.



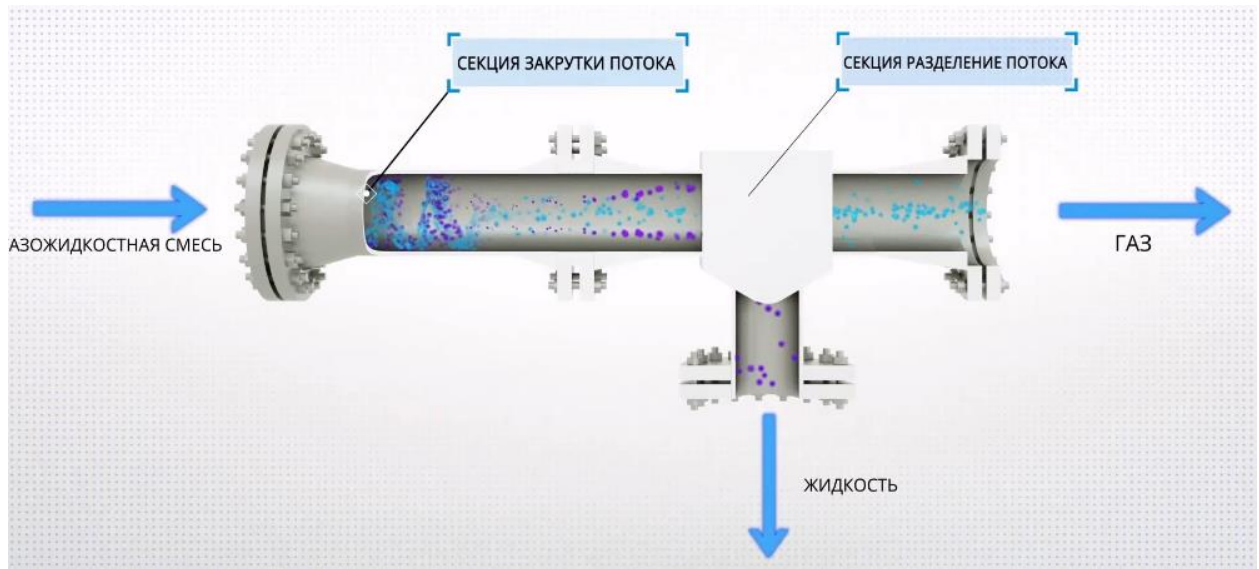


Рис. 2.4.2. Схема движения потоков в 3S-сепараторе, представленного компанией «АЭРОГАЗ»

По информации завода изготовителя срок разработки технической документации на опытный образец составит около двух месяцев. Срок поставки внутритрубного сепаратора – шесть месяцев.

Нами была проработана возможность установки внутритрубного сепаратора на УКПГ месторождения N. На рисунке 2.4.3 представлено возможное месторасположение внутритрубного сверхзвукового сепаратора.



Рис. 2.4.3. Месторасположение 3S-сепаратора компании «АЭРОГАЗ»

Но при работе с 3S-сепаратором существует риск того, что его эффективность работы будет ниже, чем заявлено заводом-производителем. Данный факт связан с тем, что в теории невозможно оценить размер капель жидкости, уносимой с сухим газом. От размера капель жидкости зависит работа центробежных сил, то есть, чем больше капля, тем эффективнее работает 3S-сепаратор.

## 2.5. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ДВИЖЕНИИ ГАЗА ЧЕРЕЗ СОПЛО ЛАВАЛЯ

Методика расчета взята из учебника Казанского государственного энергетического университета «Расчет сопла Лавалья» [Черепенин, Якимов, с.9-13]. Рассчитываем физические параметры одномерного стационарного течения газа:

1) Расчет показателя изоэнтропы и удельной газовой постоянной:

$$k = \frac{C_p}{C_v}, \quad (2.5.1)$$

$$R = C_p - C_v, \quad (2.5.2)$$

где  $C_p$  – теплоемкость при постоянном давлении, Дж/(кг\*К);  $C_v$  – теплоемкость при постоянном объеме, Дж/(кг\*К);  $R$  – удельная газовая постоянная, Дж/(кг\*К);  $k$  – показатель изоэнтропы, б/р.

2) Уравнение Клапейрона - Менделеева является уравнением идеального состояния газа:

$$\frac{p}{\rho} = R \cdot T, \quad (2.5.3)$$

где  $p$  – давление газа, Па;  $\rho$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $T$  – температура газа, К.

Формула для адиабаты Пуассона, когда происходит адиабатический процесс, то есть нет теплообмена с окружающей средой:

$$\frac{p}{\rho^k} = const \quad (2.5.4)$$

3) Расчет массового расхода газа в сечении сопла Лаваля:

$$\dot{m} = \rho \cdot V \cdot S, \quad (2.5.5)$$

где  $V$  – скорость потока газа, м/с;  $S$  – площадь поверхности сечения сопла, м<sup>2</sup>.

Когда скорость потока газа одинакова в каждой точке движения, то расход будет постоянен. Такой процесс описывает уравнение неразрывности:

$$\rho \cdot V \cdot S = const \quad (2.5.6)$$

4) Запишем уравнение энергии, когда газ будет являться идеальным:

$$\frac{V^2}{2} + c_p \cdot T = const \quad (2.5.7)$$

При дальнейшем расчете, будут появляться параметры торможения с нижним индексом 0. Эти параметры определяются при скорости равной нулю.

5) Так, уравнение энергии с параметрами торможения можно записать в виде:

$$\frac{V^2}{2} + c_p \cdot T = c_p \cdot T_0, \quad (2.5.8)$$

где  $T_0$  – температура, при которой газ не движется.

Уравнение 2.5.8 можно переписать с учетом 2.5.3:

$$\frac{V^2}{2} + \frac{k}{(k-1)} \cdot \frac{p}{\rho} = \frac{k}{(k-1)} \cdot \frac{p_0}{\rho_0} \quad (2.5.9)$$

6) Расчет скорости звука в газе:

$$\alpha = \sqrt{k \cdot R \cdot T} \quad (2.5.10)$$

7) Расчет скорости звука в газе, который не движется:

$$\alpha_0 = \sqrt{k \cdot R \cdot T_0} \quad (2.5.11)$$

8) Уравнение 2.5.9 с учетом формул 2.5.10 и 2.5.11 запишется как:

$$\frac{V^2}{2} + \frac{\alpha^2}{k-1} = \frac{\alpha_0^2}{k-1} \quad (2.5.12)$$

9) Расчет критических параметров, когда скорость газа будет равной скорости звука в газе и скорости звука газе в покое ( $V = \alpha = \alpha_0$ ):

$$\alpha^* = \alpha_0 \sqrt{\frac{2}{k+1}} = \sqrt{\frac{2 \cdot k \cdot R}{k+1} \cdot T_0} \quad (2.5.13)$$

$$T^* = \frac{2}{k+1} T_0 \quad (2.5.14)$$

$$\rho^* = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{1}{k-1}} \cdot \rho_0 \quad (2.5.15)$$

$$p^* = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{1}{k-1}} \cdot p_0 \quad (2.5.16)$$

10) Расчет приведенной скорости:

$$\lambda = \frac{v}{\alpha^*}, 0 \leq \lambda < \sqrt{\frac{k+1}{k-1}} \quad (2.5.17)$$

11) Расчет числа Маха:

$$M = \frac{v}{\alpha}, 0 \leq M < \infty \quad (2.5.18)$$

12) Запишем уравнения, связывающие число Маха и приведенной скорости газа:

$$M^2 = \frac{2}{(k+1)/\lambda^2 - (k-1)} \quad (2.5.19)$$

$$\lambda^2 = \frac{k+1}{(2/M^2) + (k-1)} \quad (2.5.20)$$

13) Расчет газодинамических функций, которые получены с учетом формул 2.5.3, 2.5.4, 2.5.8, 2.5.13, 2.5.17:

$$\tau = \frac{T}{T_0} = 1 - \frac{k-1}{k+1} \cdot \lambda^2 \quad (2.5.21)$$

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \left(1 - \frac{k-1}{k+1} \cdot \lambda^2\right)^{1/k-1} \quad (2.5.22)$$

$$\frac{p}{p_0} = \left(1 - \frac{k-1}{k+1} \cdot \lambda^2\right)^{k/k-1} \quad (2.5.23)$$

Значения полученных газодинамических функций можно найти в любых справочниках ().

14) Расчет приведенного удельного расхода:

$$q = \frac{\rho \cdot V}{\rho^* \cdot \alpha^*} \quad (2.5.24)$$

Запишем полученное уравнение с помощью формул 2.5.14-2.5.17, 2.5.22:

$$q(\lambda) = \left(\frac{k+1}{2}\right)^{\frac{1}{k-1}} \cdot \lambda \cdot \left(1 - \frac{k-1}{k+1} \cdot \lambda^2\right)^{\frac{1}{k-1}} \quad (2.5.25)$$

15) Запишем уравнение неразрывности как:

$$\rho \cdot V \cdot S = \rho^* \cdot V^* \cdot S^* \quad (2.5.26)$$

С помощью формул 2.5.24 и 2.5.25 уравнение примет вид:

$$q(\lambda) = \frac{S^*}{S} \quad (2.5.27)$$

Если правая часть уравнения будет находиться в диапазоне  $0 < \frac{S^*}{S} < 1$ , то решением такого уравнения будет являться два корня:

$$0 < \lambda_1 < 1, \quad (2.5.28)$$

$$1 < \lambda_2 < \lambda_{max}, \quad (2.5.29)$$

$$\lambda_{max} = \sqrt{\frac{k+1}{k-1}}, \quad (2.5.30)$$

где  $\lambda_1$  – дозвуковое течение газа в части сопла, которые сужается;  $\lambda_2$  – сверхзвуковое течение газа в части сопла, которое расширяется.

16) Расчет массового расхода газа с учетом формул 2.4.24, 2.5.13-2.5.16, 2.5.3:

$$\dot{m} = \rho \cdot V \cdot S = \rho^* \cdot V^* \cdot S^* \cdot q(\lambda) = B \cdot \frac{p_0}{\sqrt{T_0}} \cdot S \cdot q(\lambda), \quad (2.5.31)$$

$$B = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \cdot \sqrt{\frac{k}{R}} \quad (2.5.32)$$

17) Расчет критического массового расхода газа, когда  $\lambda = 1$ :

$$\dot{m}_* = B \frac{p_0}{\sqrt{T_0}} \cdot S^* \quad (2.5.33)$$

На рисунке 2.5.1 изображена схема сопла Лавалья.

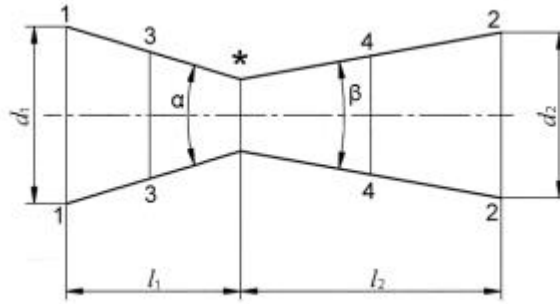


Рис. 2.5.1. Схема сопла Лавая

По представленной выше методике был сформирован расчетный эксель-файл. Результаты расчета представлены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1

Результаты расчета сопла Лавая

Параметры	Сечение				
	1,1	3,3	Критическое	4,4	2,2
x, м	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5
d, м	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1
S, м <sup>2</sup>	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
λ	0,0	0,1		1,1	1,1
p, бар	61,9	61,7	33,9	29,2	28,0
v, м/с	11,5	28,7	286,6	318,2	325,8
a, м/с	306,7	306,5	286,6	281,8	280,5
T, К	253,9	253,7	221,8	214,4	212,4
ρ, кг/м <sup>3</sup>	85,0	84,7	53,3	47,4	45,9
M	0,0	0,1	1,0	1,1	1,2
q	0,1	0,1	1,0	1,0	1,0

На рисунке 2.5.2 изображен график изменения скорости потока по длине сопла.

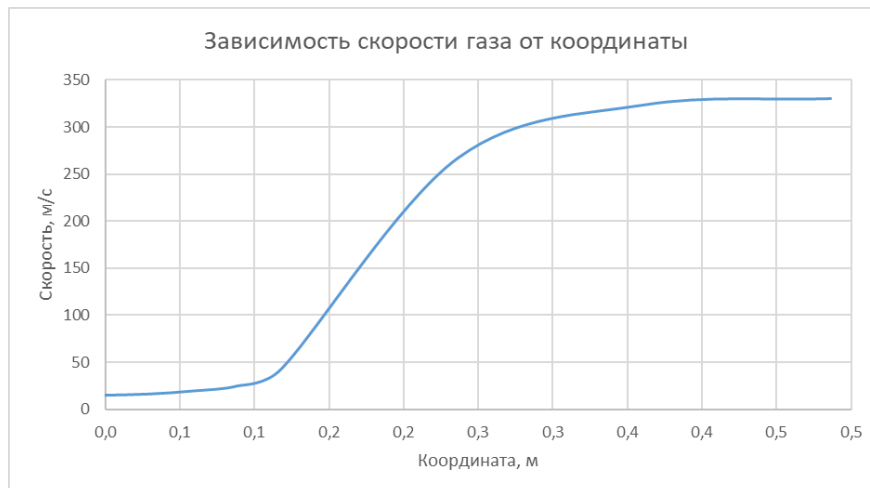


Рис. 2.5.2. График изменения скорости потока по длине сопла Лавая

На рисунке 2.5.3 изображен график изменения давления газа по длине сопла.

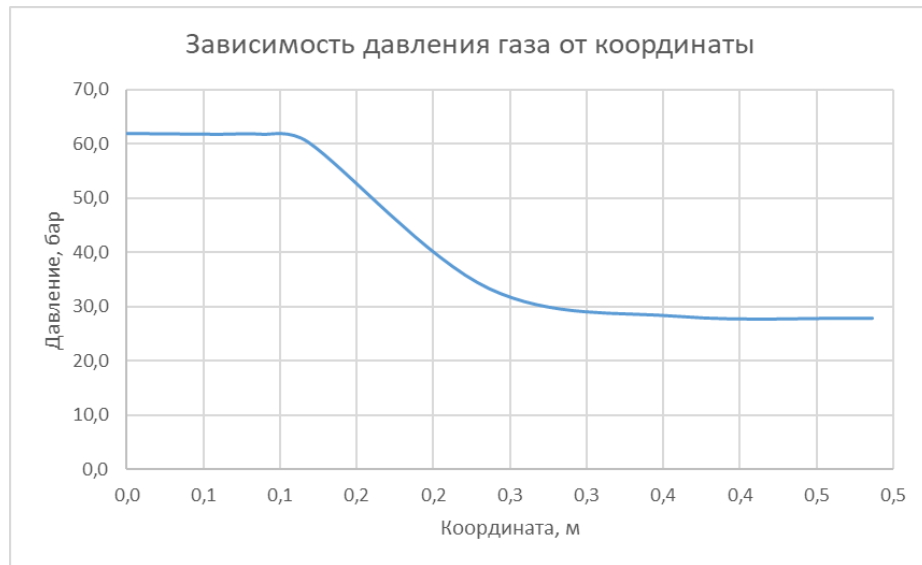


Рис. 2.5.3. График изменения давления по длине сопла Лавалья

На рисунке 2.5.4 изображен график изменения температуры газа по длине сопла.

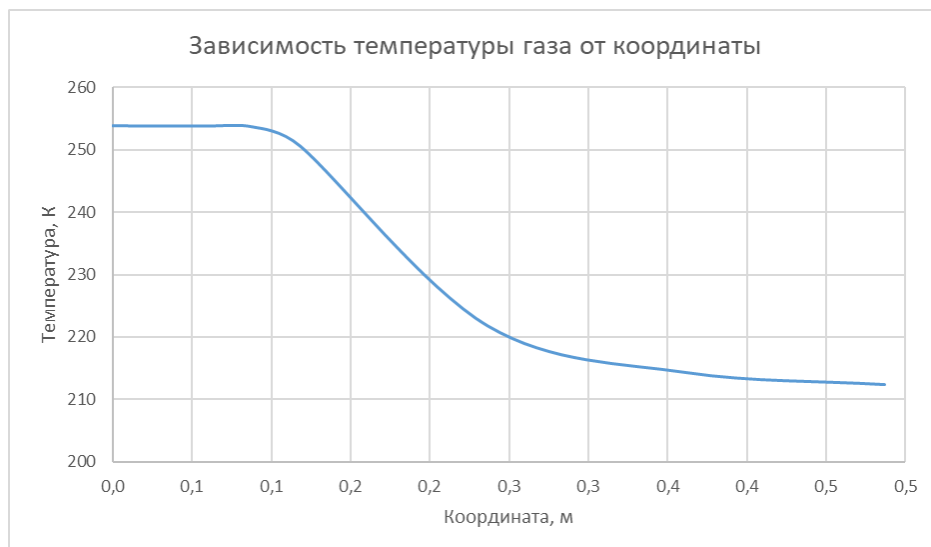


Рис. 2.5.4. График изменения температуры по длине сопла Лавалья

## 2.6. МОДЕЛИРОВАНИЕ ВНУТРИТРУБНОГО СВЕРХЗВУКОВОГО СЕПАРАТОРА В ПО «UNISIM DESIGN»

Как уже говорилось ранее модель установки комплексной подготовки нефти создана в ПО «UniSim Design», поэтому модель внутритрубного сверхзвукового сепаратора должна быть также создана ПО «UniSim Design».

Но здесь существует проблема, так как в данном в перечне оборудования нет внутритрубных сепараторов, соответственно одним прибором его внести не представляется возможным.

Поэтому для решения данной проблемы был разработан способ моделирования сверхзвукового сепаратора в ПО «UniSim Design». Для моделирования 3S-сепаратора имеющимися средствами программы необходимо воспроизвести два физических процесса:

- Декомпрессия (расширение) входного потока и его охлаждение за счет эффекта Джоуля-Томсона;
- Сепарирование газожидкостного потока.

Для этого были использованы следующие входные параметры:

- Состав газоконденсатного потока;
- Температура потока на входе ( $T = 254 \text{ K}$ );
- Давление потока на входе ( $P = 62 \text{ бар}$ );
- Давление потока на выходе из сепаратора ( $P = 52 \text{ бар}$ );
- Массовый расход газожидкостной смеси ( $Q = 110.2 \text{ кг/с}$ ).

Схематически процесс выглядит так: поток газожидкостной смеси поступает в завихритель, потом поступает в сопло Лаваля, в котором происходит его расширение и конденсация, и, наконец, в диффузоре происходит сепарация потока от жидкой фазы и его компримирование.

Схема процесса представлена на рисунке 2.6.1.

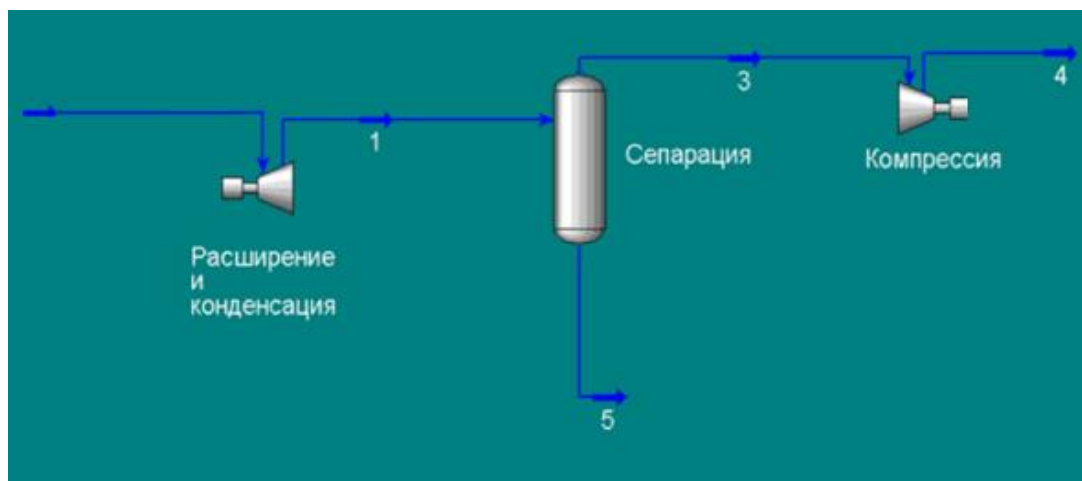


Рис. 2.6.1. Схема работы сверхзвукового сепаратора



Осушенный газ с 3S-сепаратора направляется через ряд теплообменников к узлу коммерческого учета газа. А конденсат, выделившийся в результате сепарации, вновь подается на вход низкотемпературного сепарации.

По результатам расчета в ПО «UniSim Design» определено, что температура газа на выходе сверхзвукового сепаратора равна температуре точки росы по углеводородам товарного газа на узле коммерческого учета газа, что свидетельствует об отсутствии уносов на сепараторе. Следовательно, установка сверхзвукового сепаратора на месторождении N позволит полностью избавиться от уносов конденсата с товарным газом.

На рисунке 2.6.2 представлена схема УКПГ после установки сверхзвукового сепаратора.

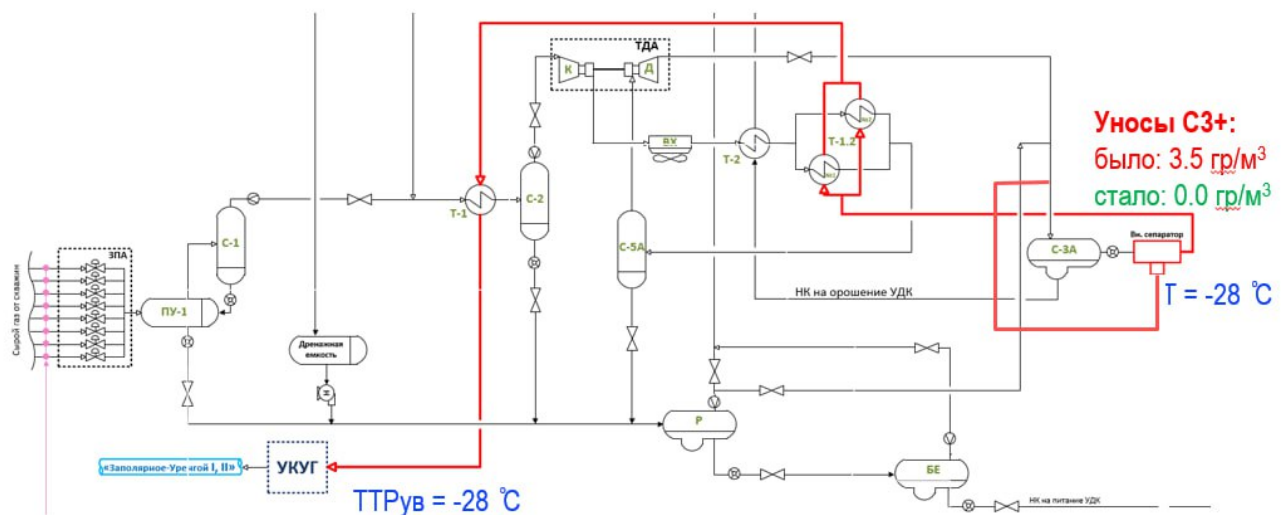


Рис. 2.6.2. Схема УКПГ после установки 3S-сепаратора

Также на рисунке 2.6.3 приведено сравнение составов товарного газа до установки 3S-сепаратора и после него.

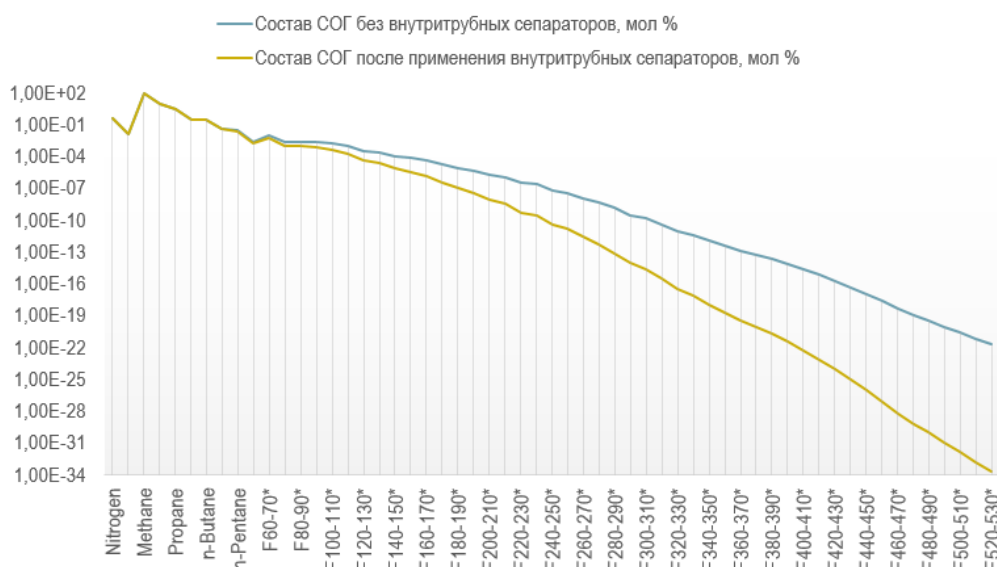


Рис. 2.6.3. Схема УКПГ после установки 3S-сепаратора

Из представленного рисунка видно, что состав товарного газа после установки 3S-сепаратора стал легче, то есть в его составе стало меньше тяжелых компонентов.

Данные результаты сходятся с расчетами, предоставленными заводом-изготовителем ООО «АЭРОГАЗ».

Также была произведена экономическая оценка установки внутритрубного сверхзвукового сепаратора. Результаты экономической оценки представлены на рисунке 2.6.4.

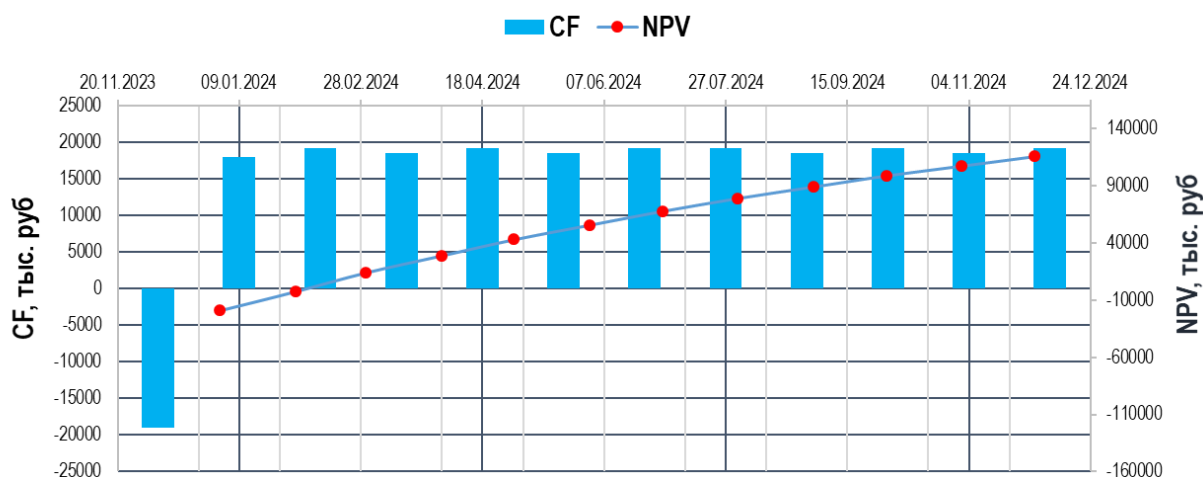


Рис. 2.6.4. Схема УКПГ после установки 3S-сепаратора

NPV за год составил 116 млн. руб. Срок окупаемости сепараторов составляет 31 день.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Как известно, природный газ является самым востребованным источником энергии, так как он является одним из самых дешевых и экологически безопасным для окружающей среды. Подготовка газа происходит на установке комплексной подготовки нефти (УКПГ) до товарных качеств, согласно СТО Газпром 089-2010.

В данной работе рассматривалась УКПГ месторождения N. Подготовка газа на УКПГ месторождения N выполняется по схеме трехступенчатой сепарации методом низкотемпературной сепарации (НТС) с применением эжектора или турбодетандерного агрегата (ТДА).

В рамках ВКР работы был произведен мониторинг УКПГ месторождения N. Мониторинг представляет из себя настройку флюидов и термобарических условий работы каждого аппарата, входящего в состав УКПГ, согласно фактическим данным. В рамках мониторинга было выявлено наличие уносов из низкотемпературного сепаратора С-3А в количестве 3.5 гр/м<sup>3</sup>. То есть с 1 м<sup>3</sup> товарного газа уносится 3.5 грамм газового конденсата. Ситуация сложна тем, что конденсат, уносимый с товарным газом из низкотемпературного сепаратора, больше не проходит подготовку, и, соответственно, вернуть его в технологическую схему уже невозможно. Данный факт грозит предприятию серьезными убытками.

Для решения данной проблемы существуют различные пути решения. Так, например, для борьбы с уносами конденсата устанавливают дополнительные сепараторы, реконструируют или заменяют существующие сепарационные установки, повышают температуру и снижают давление в НТС, для снижения жидкостной нагрузки на сепаратор.

Для решения проблемы с уносами газового конденсата была выбрана установка 3S-сепаратора на выходе из сепаратора С-3А. Выбор 3S-сепаратора обоснован следующими причинами:

- 1) Реконструкция существующего аппарата не привела бы к полному избавлению от уносов газового конденсата, а лишь немного снизила бы их.

Реконструкция аппарата позволяет увеличить пропускную способность сепаратора до 15 %, а в нашем случае требуемое увеличение пропускной способности составляет 64.9 %.

2) Строительство новой технологической линии на УКПГ обойдется предприятию на порядок дороже, чем строительство одного 3S-сепаратора. Так, покупка нового низкотемпературного сепаратора обойдется предприятию примерно в 75 млн. рублей, а стоимость 3S-сепаратора составляет порядка 9,5 млн. рублей. Но так как линии подготовки две, то необходимо установить два сепаратора, общие затраты составят 19 млн рублей.

3) Установка дополнительного наземного сепаратора после НТС невозможно ввиду отсутствия на УКПГ свободного места под новый аппарат.

4) Замена существующего сепаратора на сепаратор необходимой производительности по жидкости также невозможно, так как по габаритам необходимый сепаратор окажется значительно больше существующего, а места под его установку на УКПГ недостаточно.

Далее в работе был произведен расчет изменения основных параметров внутритрубного сепаратора, с целью определения рабочих диапазонов сепаратора, необходимых заводу изготовителю для подбора подходящего под наши условия аппарата. Так диапазон изменения скоростей составил от 11.5 до 325.8 м/с. Диапазон изменения давления составил от 28.0 до 61.9 бар. Диапазон изменения температуры составил от 253.9 до 212.4 К.

Затем в ПО «UniSim Design» была создана модель внутритрубного сепаратора. По результату расчета было определено, что установка сверхзвукового сепаратора на месторождении N позволит полностью избавиться от уносов конденсата с товарным газом, так как в результате расчета модели уносы газового конденсата выявлены не были.

По результатам экономической оценки NPV за год составил 116 млн. руб. При стоимости двух внутритрубных сепараторов в 19 млн рублей, срок их окупаемости составит 31 день.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андреев О.П. Технологические схемы УКПГ на основе 3S- технологии для северных нефтегазоконденсатных месторождений / О.П. Андреев, Р.М. Минигулов, Р.В. Корытников, Л.А. Багиров, С.З. Имаев // Наука и техника в газовой промышленности. Санкт-Петербург, 2009. №2. С. 4-10.
2. Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов / Перевод с английского. Москва: ООО «Премиум Инжиниринг», 2012. 630 с.
3. Воробьев А.Е., Малюков В.П. Газовые гидраты. Технологии воздействия на нетрадиционные углеводороды // Москва: Российский университет дружбы народов, 2009. 292 с.
3. Гафарова Э.Б., Мельников В.Б. Сравнительный анализ основных показателей процесса адсорбционной осушки при производстве сжиженного природного газа // Вестник Кузбасского государственного технического университета. Новокузнецк, 2022. №2 С.31-41.
4. Гриценко А.И., Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. Москва: Недра, 1999. 450 с.
5. Донских Б.Д. Перспективные методы определения капельного уноса углеводородов с установок низкотемпературной сепарации природного газа / Б.Д. Донских, В.А. Истомин, С.В. Крашенников, Г.Н. Русанова // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. Москва 2022. №3 С.265-281.
6. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка природных газов. Москва: Недра, 1984. 160 с.
7. Имаев С.З., Войтенков Е.В. Перспективные технологии извлечения кислых компонентов из природных газов // Нефтепромысловое дело. Москва, 2013. С. 17-23.
8. Исследование структуры потока в регулируемом сверхзвуковом сепараторе / С.З. Имаев, М.И. Сафьянников / Москва: 2014. 36 с.

9. Истомин В.А. Показатели изоэнтропии реального газа: особенности их применения в термогазодинамике // Физическая химия. Москва, 1998. Т.72, №3. С. 409-415.

10. Ишмурзин А.А., Мияссаров Р.Ф., Махмутов Р.А. Сравнительный анализ основных показателей процесса адсорбционной осушки при производстве сжиженного природного газа // Молодой ученый. Казань, 2017. №7 С.69-72.

11. Кабанов О.П. Комплексный мониторинг процессов промышленной подготовки и переработки углеводородного сырья крупных газоконденсатных месторождений: специальность 25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / О.П. Кабанов, Университет // Уфа, 2007. 192 с.

12. Левченко Л.Е. Модернизация шельфового месторождения «Приразломное» сверхзвуковыми сепараторами: специальность 21.03.01 Нефтегазовое дело: бакалаврская работа / Л.Е. Левченко, Университет // Владивосток, 2020. 59 с.

13. Мулявин С.Ф. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. Тюмень: Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности (ОАО СибНИИ НП), 2009. 204 с.

14. Мухаметгалиев И.М. Очистка газов от кислых компонентов / И.М. Мухаметгалиев, Е.И. Черкасова, Л.И. Муллахметова, Е.Е. Ласковенкова // Вестник технологического университета. Казань 2017. №3 С.54-59.

15. Научно-технический сборник. Очистка природного газа с применением высокоэффективных импортозамещающих сепарационных аппаратов в ООО «Газпром добыча Ямбург» / ООО «Газпром добыча Ямбург» // Новый Уренгой, 2019. 34 с.

16. Научно-технический сборник. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа / ИРЦ Газпром // Москва, 1997. 204 с.

17. Патент №111023 Российская Федерация, МПК В01D 53/26 (2006.01). Сепаратор осушки газов от капельной влаги: №2011125495/05: заявл. 2011.06.21: опубл. 2011.12.10 / А.Г. Лаптев, М.М. Башаров, М.М. Тараскин, А.Р. Исхаков; заявитель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский государственный энергетический университет», ООО ИВЦ «Инжехим». 11 с.

18. Патент №2330844 Российская Федерация, МПК В01D 45/12 (2006.01). Сепаратор для очистки газа от капельной жидкости: №2017141678: заявл. 2017.11.29: опубл. 2018.07.10 / А.В. Курочкин; заявитель Курочкин А.В. 8 с.

19. Пелевин А.С. Повышение эффективности технологии подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область): специальность 21.04.01 Нефтегазовое дело: магистерская диссертация / А.С. Пелевин, Университет // Томск, 2019. 107 с.

20. Петрухин В.В., Петрухин С.В. Справочник по газопромысловому оборудованию. Москва: Инфа-Инженерия, 2013. 928 с.

21. Писарев М.О. Оптимизация процесса разделения углеводородов в аппаратах установки низкотемпературной сепарации газа в динамических условиях: специальность 05.17.08 Процессы и аппараты химических технологий: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / М.О. Писарев, Университет // Томск, 2016. 182 с.

22. Прокопов А.В. Совершенствование технологии промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений с высоким конденсатным фактором: специальность 05.17.07 Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / А.В. Прокопов, Университет // Москва, 2019. 154 с.

23. Расчет сопла Лавалья. Методические указания к выполнению расчетного задания по дисциплине «Гидрогазодинамика» / Н.Д. Черепенин, Н.Д. Якимов. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2015. 24 с.

24. Регулярные процессы и оборудования в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е.П. Запорожец, Д.Г. Антониади, Г.К. Зиберт и [и др.] // ФГБОУ ВПО КубГТУ // Краснодар: Издательские дом - юг, 2012. 620 с.

25. Саликаев Д.А., Гумеров О.А. Исследование процесса сверхзвуковой сепарации попутного нефтяного газа с помощью программного комплекса «Unisim design R400» // Нефтегазовое дело // Уфа, 2016. №2. С. 151-189.

26. Самарин А.А. Повышение эффективности технологии подготовки нефтяного газа на нефтегазоконденсатном месторождении: специальность 21.04.01 Нефтегазовое дело: магистерская / А.А. Самарин, Университет // Томск, 2020. 103 с.

27. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. Москва: Полиграфический комплекс Локус Станди, 2011. 19 с.

28. Фарахов Т.М., Исхаков А.Р., Минигулов Р.М. Высокоэффективное сепарационное оборудование очистки природного газа от дисперсной среды // Нефтегазовое дело. Уфа, 2011. №6 С.263-279.

29. Фаткуллин И.Н. Модернизация внутритрубного газосепаратора с целью повышения эффективности осушки природного газа // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. Уфа, 2016. С. 6-22.

30. Физико-химические свойства природного газа / ОАО «Газпром» / Челябинск: 2008. 109 с.

31. Химия нефти и газа: учеб. пособие для вузов / А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова [и др.] / под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. Санкт-Петербург: Химия, 1995. 448 с.

32. Цедрик С.А. Проблемы при использовании метода низкотемпературной сепарации и достижения требуемой точки росы // Проблемы геологии и освоения недр. Томск 2022. №2 С.31-41.



33. Цибулькина М.Р. Повышение эффективности процесса подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область): специальность 21.04.01 Нефтегазовое дело: магистерская диссертация / М.Р. Цибулькина, Университет // Томск, 2020. 116 с.

34. Шабаров А.Б. Гидрогазодинамика: учебное пособие для студентов вузов. / А. Б. Шабаров; рец.: А. А. Кислицын, В. Г. Свиридов. Тюменский государственный университет. Тюмень, 2013. 460 с.

35. HYSYS. Руководство пользователя. Aspen Nech, 2006.