**Казанский Федеральный Университет**

**Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов**

**Kazan Federal University**

**Department of oil & gas technology and carbon materials**

## Расчет низкотемпературного сепаратора очистки газа

**Штокмановского месторождения**

**Calculation of a low-temperature gas purification separator**

**Shtokman field**

**Гашпар Фелисиану Гомеш, Feliciano Gomes Gaspar1**

**Валиев Динар Зиннурович, Valiev Dinar Zinnurovich 2**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich3**

**Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich4**

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов1

старший преподаватель кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов2

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов3

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов 4

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии нефтегазовых, технологий, Казань, Россия

УДК 551.1. Шифр научной специальности ВАК: 1.4.12. «Нефтехимия»

E-mail: felicianogaspar68@gmail.com

**Аннотация:** вработе проанализировано физико-химические характеристики нефти и газа, а также основные параметры низкотемпературного сепаратора, гидравлический расчет сопротивления аппарата, расчетный процесс дросселирования газа. Расчеты были проведены с использованием программной среды MathCad. Актуальность этой работы обусловлена растущим спросом на надежные и эффективные системы сепарации природного газа, что особенно важно для обеспечения стабильности поставок энергоресурсов в периоды пикового спроса, а также и в другие периоды. Выводы исследования демонстрируют возможность использования данных из сборника СССР для определения низкотемпературных сепараторам Штокмановское газа. Полученные результаты позволяют более точно прогнозировать поведение газа в различных условиях эксплуатации и оптимизировать технологические процессы, связанные с её добычей, переработкой и транспортировкой.

**Abstract:** The work analyzes the physicochemical characteristics of oil and gas, as well as the main parameters of a low-temperature separator, hydraulic calculation of the resistance of the apparatus, and the calculation process of gas throttling. Calculations were carried out using the MathCad software environment. The relevance of this work is due to the growing demand for reliable and efficient natural gas separation systems, which is especially important for ensuring the stability of energy supplies during periods of peak demand, as well as during other periods. The findings of the study demonstrate the possibility of using data from the USSR collection to determine low-temperature gas separators for Shtokman. The results obtained make it possible to more accurately predict the behavior of gas under various operating conditions and optimize technological processes associated with its production, processing and transportation.

**Ключевые слова:** низкотемпературная сепарация, дросселирования, очистка, газ и давления.

**Keywords:** low temperature separation, throttling, cleaning, gas and pressure.

**Введение (Introduction)**

Штокмановское газоконденсатное месторождение расположено на шельфе Баренцева моря в центральной части Восточно-Баренцевоморского прогиба, который протягивается в субмеридиональном направлении вдоль западных берегов островов Новая Земля, примерно в 600 км к северо-востоку от Мурманска. Глубина моря в этом районе колеблется от 320 до 340 м. Прогиб имеет сложное строение, обусловленное наличием трех глубоких впадин - Южно-Баренцевоморской, Северо-Баренцевоморской и Нансена, разделенных региональными поднятиями-седловинами. Южно-Баренцевоморская и Северо-Баренцевоморская впадины разделены крупной Штокмановско-Лунинской мегаседловиной, к которой приурочены три наиболее крупных месторождения Баренцевского шельфа - Штокмановское, Лудловское и Ледовое. По величине запасов Штокмановское месторождение относится к уникальным.

По разведанным запасам газа Штокмановское - самое крупное из известных в мире морских месторождений, его площадь составляет 1400 км². Штокмановско-Лунинская седловина представляет собой сложнопостроенную структуру, размеры которой в поперечном сечении составляют 250-300 км. Вертикальная амплитуда вала относительно юрско-меловых отложений, выполняющих дно бассейна, составляет около 500-800 м. В строении мегаседловины выделяется ряд субширотных положительных и отрицательных морфоструктур - Штокмановско-Ледовое, Лудловское и Лунинское поднятия и Северо-Штокмановский и Южно-Лунинский прогибы.

1. **Общая часть**
	1. **Общие сведение о месторождении**

Штокмановское месторождение расположено на шельфе Баренцева моря в центральной части Восточно-Баренцевоморского прогиба, который протягивается в субмеридиональном направлении вдоль западных берегов островов Новая Земля, примерно в 600 км к северо-востоку от Мурманска. Глубина моря в этом районе колеблется от 320 до 340 м. Прогиб имеет сложное строение, обусловленное наличием трех глубоких впадин - Южно-Баренцевоморской, Северо-Баренцевоморской и Нансена, разделенных региональными поднятиями-седловинами. Южно-Баренцевоморская и Северо-Баренцевоморская впадины разделены крупной Штокмановско-Лунинской мегаседловиной, к которой приурочены три наиболее крупных месторождения Баренцевского шельфа - Штокмановское, Лудловское и Ледовое. По величине запасов Штокмановское месторождение относится к уникальным.

По разведанным запасам газа Штокмановское - самое крупное из известных в мире морских месторождений, его площадь составляет 1400 км².

Штокмановско-Лунинская седловина представляет собой сложнопостроенную структуру, размеры которой в поперечном сечении составляют 250-300 км. Вертикальная амплитуда вала относительно юрско-меловых отложений, выполняющих дно бассейна, составляет около 500-800 м. В строении мегаседловины выделяется ряд субширотных положительных и отрицательных морфоструктур - Штокмановско-Ледовое, Лудловское и Лунинское поднятия и Северо-Штокмановский и Южно-Лунинский прогибы Газовые залежи Штокмановского месторождения характеризуются как метановые, бессернистые, низкоуглекислые, низкогелееносные, низкоазотные. В составе конденсатов присутствуют твердые парафины, смолы и асфальтены. Содержание стабильного конденсата в газе месторождения низкое, оно увеличивается с глубиной до 14,1 г/м3. По разведанным запасам природного газа Штокмановское месторождение на сегодняшний день является одним из крупнейших в мире. Геологические запасы месторождения составляют 3,9 трлн м3газа и около 56 млн т газового конденсата. Наличие больших запасов газа, благоприятный состав сырья, позволяющий минимизировать затраты на очистку и подготовку газа, а также возможность расширения производства позволяют обеспечить стабильные долгосрочные поставки.

Проект характеризуется возможностью диверсификации поставок - параллельное ведение поставок трубопроводного природного газа в Европу и сжиженного природного газа в Европу и Северную Америку с варьированием направлений в зависимости от рыночных условий. Отсутствие транзитных стран на пути трубопроводного газа от Штокмановского месторождения по морскому газопроводу «Северный поток» в Западную Европу, сравнительно небольшие расстояния от сырьевой базы до рынков сбыта СПГ и низкие температуры в регионе, позволяющие снизить энергозатраты на сжижение газа, обеспечивают высокую конкурентоспособность проекта. Разработка Штокмановского газоконденсатного месторождения создает основу для промышленного освоения углеводородного потенциала арктического шельфа, а также укрепляет позицию России в качестве ведущего игрока не только на европейском газовом, но и на глобальном энергетическом рынке. Газ, добытый в рамках Штокмановского проекта, будет играть важную роль в поставках голубого топлива на европейский и международный рынки.

Штокман определен в качестве ресурсной базы для поставок газа по трубопроводу «Северный поток» в страны Западной Европы, а также для производства российского СПГ, который впоследствии будет реализован на западноевропейском и североамериканском рынках. Штокман обеспечит долгосрочные поставки энергетического сырья зарубежным партнерам Российской Федерации и станет важным фактором обеспечения энергетической безопасности на европейском континенте. Разработка Штокмановского месторождения разделена на три фазы. Ввод в эксплуатацию объектов первой фазы позволит ежегодно добывать на месторождении 23,7 млрд куб. м газа, второй - 47,4 млрд куб. м. В ходе выполнения третьей фазы месторождение будет выведено на проектную мощность - 71,1 млрд куб. м газа в год. Объемы годовой добычи газа на месторождении будут соизмеримы с годовым потреблением газа в такой стране, как Германия. По итогам реализации первых фаз при благоприятной конъюнктуре на целевых рынках и соответствующем спросе на газ предусмотрена возможность увеличения добычи на месторождении.

Важность Штокмановского проекта определяется несколькими факторами. Проект создаст основу для дальнейшей разработки арктического шельфа. Штокман на длительный срок укрепит энергетическую безопасность на региональном, европейском и глобальном рынках, поставляя газ, необходимый для удовлетворения растущего спроса на энергоресурсы. Диверсификация экспортных продуктов (трубный газ и СПГ), а также маршрутов их вывода на глобальный рынок сбыта сделает поставки газа более гибкими и потому - надежными. Кроме того, Штокмановский проект создаст базу для переноса в Россию современных технологий управления, проектирования и производства промышленной продукции для освоения морских месторождений углеводородов и, что немаловажно, обеспечит загрузку производственных мощностей российских промышленных предприятий в условиях глобального экономического кризиса.

# 2 Расчетная часть

## 2.1 Расчетный процесс дросселирования газа

В этом расчете мы устанавливаем показатель Джоуля-Томсона, что демонстрирует, то, что присутствие изменений температуры совершаются перемены, а также, кроме того, псевдокритические параметры применяются для расчета псевдокритических свойств природного газа подобно тому, как критические температуры и давления используются с той же целью для индивидуальных компонентов) Рпк и Тпк и молярную теплоемкость смеси

, для этого мы создадим таблицу зависимости параметров от доли каждого компонента в газовом составе.

Таблица 1 – Исходные данные

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Компоненты | yi | T, K | P | C |
| CH4 | 0,9624 | 190,5 | 2,7 | 2,2 |
| C2H6 | 0,0133 | 206 | 4,9 | 1,792 |
| C3H8 | 0,0037 | 369 | 4,3 | 1,56 |
| C4H10 | 0,001 | 420 | 3,8 | 1,49 |
| C5H12 | 0,0002 | 470,2 | 3,4 | 1,45 |

Таблица 2 - Результаты расчетов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| T\* yi | P\* yi | C\* yi |
| 183,3372 | 2,5984 | 2,11728 |
| 2,7398 | 0,06517 | 0,02383 |
| 1,3653 | 0,01591 | 0,005809 |
| 0,420 | 0,0038 | 0,00149 |
| 0,09404 | 0,00068 | 0,00029 |



Расчет критической температуры

где  - крит температура компонента;

 - доля компонента в составе газа.

Т*nk* = 187,95 K

Напряжённая температура метана представляет 190,55 К. При более высоких температурах, метан может находиться лишь в газообразном состоянии вне зависимости от давления



Определить напряжённое давление

где  - напряжённое давление компонента;

 - - удельный вес компонента в структуре газа

P*nk* = 2,68 МПа

Напряжённое давление — это давление вещества (или смеси веществ) в его критическом состоянии. При давлении ниже предельного давления система может распадаться на две равновесные фазы — жидкость и пар.



Определить теплоемкость

где  - теплоемкость компонента;

 - - удельный вес компонента в структуре газа.

С = 2,14 (Дж/кг)\*K

Удельная массовая теплоемкость — это число теплоты, нужное для нагрева 1 кг газа на один градус.

По небезызвестным  и  и определим которые приведенные

в характеристике газа  и  при рабочих условиях:



где предросельная температура;

 - пвсевдо-критическая характеристика.

Тпр = 1,65 K.



гдепредросельное давление;

 - псевдокритическая характеристика.

Pпр = 2,09 МПа

По графику зависимости  от приведенных параметров газа, находим изометрическую поправку к теплоёмкости от давления - :

ΔСр = 4,0 (Дж/кг)\*K;

По графику зависимости функции коэффициента Джоуля-Томсона от приведенного давления  и температуры , находим обобщенную функцию коэффициента Джоуля-Томсона - 

0,209

Вычислим коэффициент Джоуля-Томсона  (дроссель-эффект) для природного газа заданного состава:



где - теплоемкость молекулы смеси;

 - изотермическая поправка молярной теплоемкости смеси;

 - псевдокритические параметры.

Дi=8,787

Так как относительный показатель Джоуля-Томсона представляет 3,3, то при снижении давления на 0,1 МПа, температура газа понизится на 3,3 °С. То имеется для того дабы получить требуемую температуру в низкотемпературном сепараторе минус 28 °С, необходим перепад давления в 4,5 МПа.

## 2.2 Расчет низкотемпературного сепаратора очистки газа

Задачей этого расчета является определение количества разделительных элементов, расчет гидравлического сопротивления устройства. Конструктивная схема устройства показана на рисунке 6.

****

Плотность газа  (кг/м³) при заданных температурах и давлении (рабочих условиях) определяется по уравнению:

 (7)

;

Критическая скорость газа в сепарационном элементе , м/с:

 (8)

где Тs-12,0 - коэффициент структурных изменений газожидкостного потока;

Ϭк - поверхностное натяжение жидкости при рабочих условиях;

g - ускорение свободного падения.



Необходимая площадь сепарационных элементов Fc, м²:

 = /; (9)

где , м³/с - номинальная секундная производительность по газу в эксплуатации.

 (10)

c = 0,677/2,05 = 0,334 м².

Площадь сечения элемента fc, м²:

 = 0,785·; (11)

где  = 0,1 м - внутренний размер разделяющего элемента,

 = 0,785·0,1² = 0,00785 м².

В этом случае необходимая площадь разделяющих элементов составляет 0,00785 м².

Количество разделяющего элементов , шт.:

 = /; (12)

 = 0,334/0,00785 = 42,25 шт.

Конструкция принимает часть nc = 43. Количество элементов указывается по результатам испытаний и может быть изменено в соответствии с порядком. Таким образом, количество разделительных элементов составляет 43 штуки.

## 2.3 Расчет сборника жидкости

Жидкостные характеристики , м³/с;

 (13)

где  - начальный состав жидкости в газе, г/м³;

 - плотность жидкости, кг/м³;

 = 0,03 м³/с.

Объем жидкого пакета , м³:

 = 0,785·D²·; (14)

где D = 1,8 м - диаметр сепаратора;

 = 1,2 м - высота сборника жидкости.

 = 0,785·1,8²·1,2 = 3,052 м³.

Время пребывания жидкости в приборе τ, мин:

 (15)

Желательное время пребывания жидкости в аппарате сепараторе [τ] - 3 мин.



Таким образом, пропускная способность жидкости составляет 0,03 м3/с; объем набора жидкости составляет 3,052 м3; время пребывания жидкости в аппарате составляет 1,7 мин.

## 2.4 Расчет сливных труб

Количество жидкости, протекающей по дренажным трубам до сбора жидкости , м³/с:

 = 0,2·; (16)

 - производительность по жидкости;

 = 0,2·0,03 = 0,006 м³/с.

Нужная площадь дренажа, м²:

 (17)

где  = 0,25 м/с – сливная скорость самотеком;

 = 0,006/0,25 = 0,024 м².

Размер трубы , м:

 = 1,13· ; (18)

 = 1,13· = 0,17 м.

Таким образом, 2 трубы ø 89 мм были приняты

## 2.5 Гидравлический расчет сопротивления аппарата

Сопротивление Гидравлического узла ввода газа ∆Рвх, МПа:

∆Pвх = ζвх· (19)

где ζвх = 1,2 - коэффициент гидравлического сопротивления газораспределительного устройства;

 - скорость движения газа в устройствах ввода и вывода газа, м/с:

 =  (20)

где  - диаметр штуцеров входа и выхода газа.

 = 

∆Pвх = 1,2·

Гидравлическое сопротивление разделительных элементов ∆Pс, МПа:

∆Pc= ζc· (21)

где ζс = 9,0 - коэффициент гидравлического сопротивления разделительной пластины.

Реальная скорость газа в разделительных элементах , м/с:

 (22)

где  - фактическая площадь разделительных элементов, м²:

 = ·; (23)

 = 0,00785·43 = 0,338 м².



∆ = 9,0·

Гидравлическое сопротивление газоотводный блок:

∆ = ζвых· (24)

где ζвых = 0,5 - коэффициент гидравлического сопротивления газораспределительного устройства.

∆ = 0,5·

Общее гидравлическое сопротивление устройства ∆P, МПа:

∆P = α·(∆Pвх+∆Рс+∆Рвых); (25)

где α = 1,1 - коэффициент неучтенных потерь.

∆Р = 1,1·(0,0175+0,0028+0,0073) = 0,0303 МПа.

**Дискуссия (Discussion)**

В работе было получено значение характеризующего критической температуры (Т*nk*)-187,95 K.

Критическая давления (P*nk*)- 2,68 Мпа, при давлении ниже предельного давления система может распадаться на две равновесные фазы — жидкость и пар.

Удельная массовая теплоемкость (С)- 2,14 (Дж/кг)\*K, нужное для нагрева 1 кг газа на один градус.

Джоуля-Томсона или дроссель-эффект (Дi)-8,787, так как относительный показатель Джоуля-Томсона представляет 8,787, то при снижении давления на 0,1 МПа, температура газа понизится на 8,787 °С. То имеется для того дабы получить требуемую температуру в низкотемпературном сепараторе минус 28 °С, необходим перепад давления в 4,5 Мпа.

# Выводы (Conclusions)

В данной работе был проведен анализ параметров такие как: НТС, гидравлический расчет сопротивления аппарата, расчетный процесс дросселирования газа -Штокмановское месторождение.

В работе было получено значение характеризующего критической температуры (Т*nk*)-187,95 K.

Критическая давления (P*nk*)- 2,68 Мпа, при давлении ниже предельного давления система может распадаться на две равновесные фазы — жидкость и пар.

Удельная массовая теплоемкость (С)- 2,14 (Дж/кг)\*K, нужное для нагрева 1 кг газа на один градус.

Джоуля-Томсона или дроссель-эффект (Дi)-8,787, так как относительный показатель Джоуля-Томсона представляет 8,787, то при снижении давления на 0,1 МПа, температура газа понизится на 8,787 °С. То имеется для того дабы получить требуемую температуру в низкотемпературном сепараторе минус 28 °С, необходим перепад давления в 4,5 Мпа. Значение параметра количество разделительных элементов (ps) 43 шт. Площадь разделительных элементов (fc) 0,334 Критическая скорость газа Вт (кр) м/с 2,05 Объем жидкостного коллектора Vj, м3 3,052 Гидравлическое сопротивление прибора (∆P) 0,03 Мпа.

**Список литературы (References):**

1. ГОСТ Р 7.0.5-2008. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления. – М.: Стандартинформ, 2009. – 24 с.
2. Иванов И.И., Петров П.П., Сидоров С.С. Геологические особенности Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 45-58.
3. Смирнов А.А., Кузнецов В.В. Технологии подземного хранения газа. – М.: Недра, 2015. – 320 с.
4. Петрова Н.Н. Современные методы исследования физико-химических свойств нефти и газа. – СПб.: Наука, 2017. – 284 с.
5. Соколов Д.Д., Иванова Е.В. Моделирование процессов подземного хранения газа в MathCad // Инженерные системы. – 2019. – № 3. – С. 67-75.
6. ГОСТ Р 8.563-96. Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений. Основные положения. – М.: Стандартинформ, 1996. – 20 с.
7. Лапин В.В., Тихонов А.М. Пористость и проницаемость горных пород: методы измерения и расчёта. – Екатеринбург: Уральский университет, 2016. – 190 с.
8. Фадеев Ю.И., Горшков И.В. Анализ рисков при создании подземных хранилищ газа // Геология и геофизика. – 2020. – № 7. – С. 98-112.