

**Казанский Федеральный Университет**  
**Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов**  
**Kazan Federal University.**  
**Department of oil & gas technology and carbon materials**  
**Установка комплексной подготовки газа на примере Уренгойского**  
**газоконденсатного месторождения**  
**Complex gas treatment plant using the example**  
**of the Urengoy gas condensate field**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich<sup>1</sup>**

**Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich<sup>2</sup>**

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов, Член Экспертного совета Российского газового общества (РГО), и.о.

руководителя группы «Водородная и альтернативная РГО, профессор РАЕ<sup>1</sup>

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов, академик РАЕН<sup>2</sup>

E-mail: kemalov@mail.ru

**Аннотация:** В ходе выполнения проектной работы рассматривалась история месторождений; изучались материалы работ, проведенных в регионе исследуемого нашего объекта. В расчетной части работы рассчитаны: технологическая схема циклонного пылеуловителя, технологический расчет абсорбционной колонны для осушки добываемого природного газа, технологический расчет оборудования для очистки добываемого природного газа от сероводорода (H<sub>2</sub>S) и углекислого газа (CO<sub>2</sub>), а также технологическая схема для одоризации транспортируемого газа.

**Abstract:** In the course of the work, the history of the deposits, stock literature were considered, and materials from the work carried out in the region of our object under study were also studied. In the calculation part of the work the following were calculated: a technological diagram of a cyclone dust collector, a technological calculation of an absorption column for drying produced natural gas, a technological calculation of equipment for purifying produced natural gas from hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S) and carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), as well as a technological diagram for odorization of transported gas.

**Ключевые слова:** месторождение, залежь, установка комплексной подготовки газа, пылеуловитель, абсорбционная осушка газа, абсорбер, диэтиленгликоль

**Keywords:** field, deposit, complex gas treatment plant, dust collector, absorption gas drying, absorber, diethylene glycol

## **1. Введение(Introduction)**

Газовые залежи встречаются в виде скоплений в природе, залегающих очень глубоко от земной поверхности. Начиная от нескольких метров до нескольких километров. Пласты, пористые породы, поры и трещины, которые заполнены нефтью и газом называются нефтяными или газовыми пластами, или горизонтами. Пласты, в которых имеются скопления нефти или газа называется залежами нефти или газа. Совокупность таких залежей нефти и газа, сконцентрированных в недрах на одной и той же территории и подчиненных в процессе образования одной тектонической структуры называется нефтяным или газовым месторождением.

Нефтегазовые месторождения – представляют собой скопление углеводородов в недрах, скопленные в хорошо проницаемых порах породы. Скопленные углеводороды на больших площадях образуют месторождения. Когда скопление углеводородов достаточно и экономически выгодно ее разработка, такие месторождения называются промышленными.

Месторождение природного газа – это совокупность залежей природного газа и газоконденсата на определённой территории, охваченные пористыми породами (пески, песчаники, пористые известняки или доломиты). Газовые пласты имеют разные структуры и разные состав породы. Эффективная толщина газоносных слоев достигает от нескольких десятков метров до сотен метров, которые лежат между газонепроницаемыми породами таких как мергели, сланцы, глины и известняки [29]. Большинство газовых месторождений являются – многопластовыми, расположенные параллельными слоями, содержащие две и более газоносных пластов. Газовые пласты находится под большими давлениями.

Добыча газа осуществляется с помощью газовых скважин.

Одним из основных элементов промысла является – газовая скважина. Место пересечения скважины с поверхностью земли называется устьем, а самая нижняя часть называется – забоем скважины.

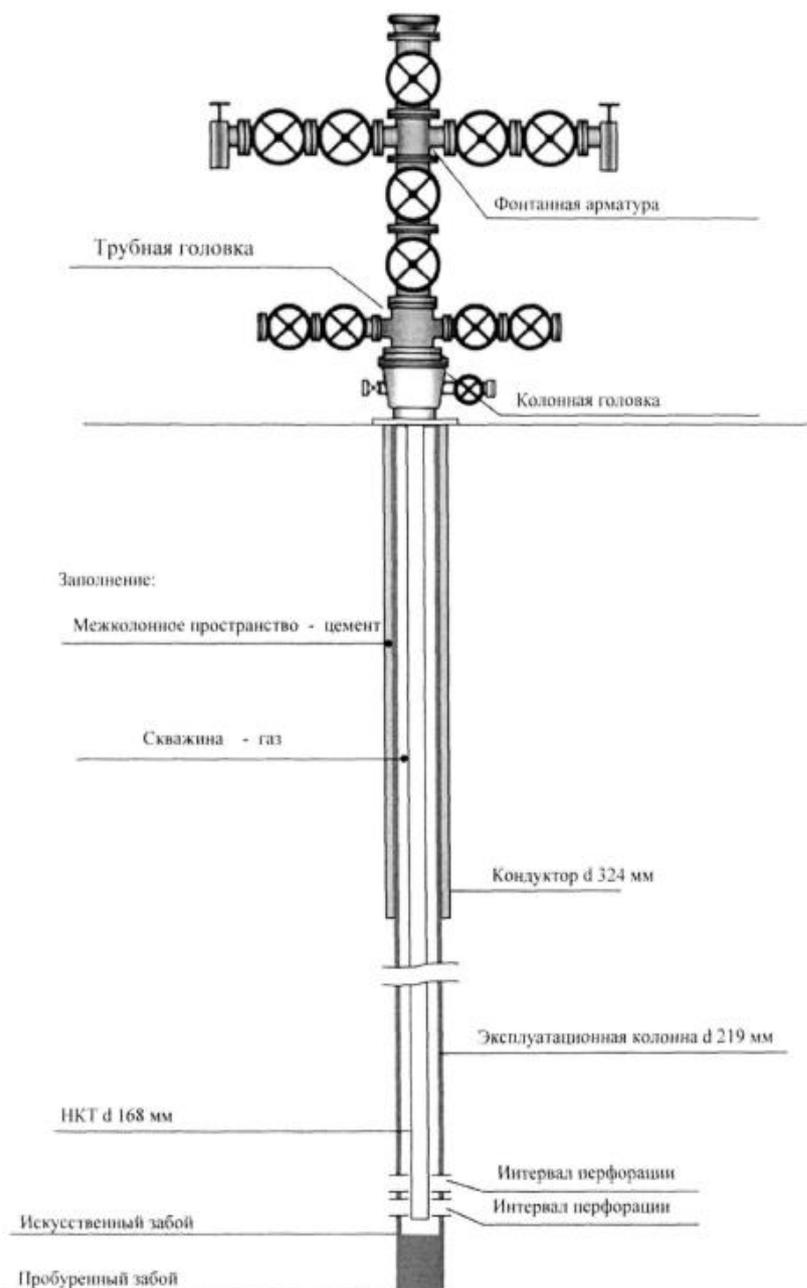


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема газовой скважины

Технологическая схема газовой скважины представлена на рисунке 1.1. Скважину бурят с помощью буровых установок, инструмент, разрушающий породу, называется буром – долотом. Технологическая схема буровой установки приведена на рисунке 1.2. В зависимости от того, какой применяется привод для бура, различают роторное и турбинное бурение [29].

Роторное бурение является одним из видов бурения. Суть которого заключается в том, что породоразрушающий инструмент, расположенный внутри скважины, приводится в движение электродвигателем или газотурбинным оборудованием

Турбинное бурение – представляет собой разновидность вращательного бурения, при котором породоразрушающий инструмент вращается турбобуром. Турбобур представляет собой гидравлический забойный двигатель. Применяется для композиционных материалов твердой и сверхтвердой природы.

Буровая установка предназначена для бурения нефтяных и газовых скважин на глубину до нескольких километров. Установка оснащается электрическим частотно-регулируемым приводом переменного тока с цифровой системой управления. Установка спроектирована таким образом, чтобы обеспечить перемещение всего комплекса по направляющим балкам от одной скважины к другой вместе со всеми бурильными трубами, установленными на подсвечниках и подвешенными противовыбросовым оборудованием [22].

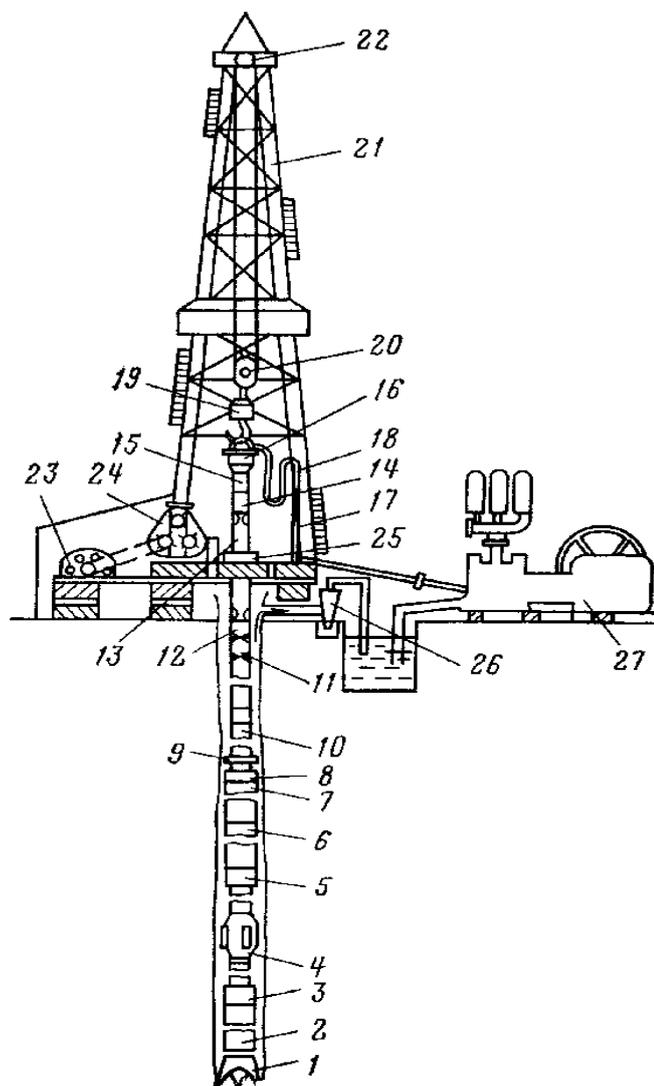


Рисунок 1.2 – Схема буровой установки БУ 5000/320 ЭК – БМЧ

Спецификой эксплуатации газовых месторождений является то, что весь добытый газ нужно сразу транспортировать к потребителям. Поэтому перед назначением режима работы скважины учитывается подготовленность объектов потребления к использованию природного газа, а также режимы их работы. Если вблизи крупных потребителей, имеются подземные хранилища, то режимы работы газовых промыслов могут не совпадать с режимами потребления, так как лишний газ перенаправляется в хранилище [30].

Некоторые скважины на месторождениях газопроводами прикреплены к резервуару, на конце которого расположена промысловая газораспределительная станция. После фонтанной арматуры, на выбросных линиях устанавливаются предохранительные клапаны и средства измерения давления. Выбросные линии соединены с сепараторами, в которых газ очищается от механических примесей. После сепаратора газ поступает в коллектор газосборника. Количество добываемого газа измеряется счетчиком. На стыке газоотводящей линии и коллектора установлены задвижки, обратный клапан и отвод для продувки газопровода при необходимости.

При прохождении газа через регулирующий штуцер происходит падение давления. Газ сильно охлаждается, и в соответствии с эффектом Джоуля – Томпсона возникает высокая вероятность образования гидратных и ледяных пробок. Поэтому необходимо принять меры по их устранению на промыслах.

Кристаллогидрат – это соединение углеводородов с водой, которое напоминает лед. Для предотвращения образования кристаллогидратов в газопроводах к ним обычно подают метанол (метиловый спирт). Метанол образует раствор с водяным паром, который имеет низкую температуру замерзания и который в дальнейшем легко удаляется из газопровода.

На промысловой установке подготовки газа газ очищается в сепараторах, осушают в установках для сушки газа и производит его учет. Если в газе содержится сероводород, его необходимо очистить от  $H_2S$  и  $CO_2$  перед подачей в газопровод. После установки комплекса подготовки газ поступает в головную компрессорную станцию и, если он имеет достаточно высокое давление, сразу в магистральный газопровод. Транспортируется по магистральным газопроводам к потребителям или в подземное хранилище газа [30].

Схема транспортировки добываемого газа по участку магистрального

газопровода от газового месторождения до потребителя представлена на рисунке 5. Очистка природного газа от механических примесей проводится в несколько этапов: на месторождениях, в призабойной зоне, на линейной части МГ и на ГРС.

Призабойная зона скважины оснащена фильтрами. Существующие конструкции фильтров представляют собой перфорированные стальные трубы. Гравийные фильтры лучше защищают колонну скважины от выноса известняковых элементов, песка и других примесей.

Второй этап очистки газа проводится на промысле в наземных сепараторах, газ очищается от конденсата, воды и пыли.

Третий этап очистки происходит на компрессорных станциях газопровода и включает очистку газа от механических примесей (твердых и жидких частиц).

Четвертый этап очистки газа находится на ГРС и предназначена для окончательной очистки газа перед использованием [30].

## **Introduction**

Gas deposits occur in the form of clusters in nature, lying very deep from the earth's surface. Ranging from a few meters to several kilometers. Formations, porous rocks, pores and cracks that are filled with oil and gas are called oil or gas formations, or horizons. Formations in which there are accumulations of oil or gas are called oil or gas deposits. The totality of such oil and gas deposits concentrated in the subsurface on the same territory and subordinated in the process of formation of one tectonic structure is called an oil or gas field.

Oil and gas fields are an accumulation of hydrocarbons in the subsurface, accumulated in well-permeable rock pores. Accumulated hydrocarbons over large areas form deposits. When the accumulation of hydrocarbons is sufficient and its development is economically profitable, such deposits are called industrial.

A natural gas field is a collection of deposits of natural gas and gas condensate in a certain area covered by porous rocks (sands, sandstones, porous limestones or dolomites). Gas layers have different structures and different rock composition. The effective thickness of the gas-bearing layers reaches from several tens of meters to hundreds of meters, which lie between gas-tight rocks such as marls, shales, clays and limestones [29]. Most gas fields are multi-layered, located in parallel layers, containing two or more gas-bearing formations.

Gas formations are under high pressures.

Gas production is carried out with the help of gas wells.

One of the main elements of the field is a gas well. The place where the well intersects with the earth's surface is called the mouth, and the lowest part is called the bottom of the well.

Figure 1.1 – Schematic diagram of a gas well

The technological scheme of a gas well is shown in Figure 1.1. The well is drilled using drilling rigs, the tool that destroys the steam is called a drill bit. The technological scheme of the drilling rig is shown in Figure 1.2. Depending on which drive is used for the drill, rotary and turbine drilling differ [29].

Rotary drilling is one of the types of drilling. The essence of which is that the rock-breaking tool located inside the well is driven by an electric motor or gas turbine equipment

Turbine drilling is a type of rotary drilling, in which the rock-breaking tool is rotated by a turbobur. The turbobur is a hydraulic downhole engine. It is used for composite materials of solid and superhard nature.

The drilling rig is designed for drilling oil and gas wells to a depth of several kilometers. The installation is equipped with an electric variable frequency drive with a digital control system. The installation is designed in such a way as to ensure the movement of the entire complex along the guide beams from one well to another, together with all the drill pipes mounted on candlesticks and suspended by anti-blowout equipment [22].

Figure 1.2 – Diagram of a used drilling rig 5 0 0 0/ 3 2 0 E K – B M H

The specifics of the operation of gas fields is that all the extracted gas must be immediately transported to consumers. Therefore, before assigning the operating mode of the well, the preparedness of consumption facilities for the use of natural gas, as well as their operating modes, is taken into account. If there are underground storage facilities near large consumers, then the operating modes of gas fields may not coincide with the consumption modes, since excess gas is redirected to the storage [30].

Some wells in the fields are attached by gas pipelines to a reservoir, at the end of which a field gas distribution station is located. After the fountain fittings, safety valves and pressure measuring instruments are installed on the discharge lines. The discharge lines are connected to separators in which the gas is cleaned

of mechanical impurities. After the separator, the gas enters the collector of the gas collector. The amount of gas produced is measured by a meter. At the junction of the gas outlet line and the collector, valves, a check valve and a branch are installed for purging the gas pipeline if necessary.

When the gas passes through the control fitting, a pressure drop occurs. The gas cools strongly, and in accordance with the Joule–Thompson effect, there is a high probability of the formation of hydrate and ice jams. Therefore, it is necessary to take measures to eliminate them in the fisheries.

A crystalhydrate is a compound of hydrocarbons with water that resembles ice. To prevent the formation of crystalhydrates in gas pipelines, methanol (methyl alcohol) is usually supplied to them. Methanol forms a solution with water vapor, which has a low freezing point and which is then easily removed from the gas pipeline.

At the field gas treatment plant, the gas is cleaned in separators, drained in gas drying plants and its accounting is carried out. If the gas contains hydrogen sulfide, it must be cleaned of  $H_2S$  and  $CO_2$  before being supplied to the gas pipeline. After the installation of the treatment complex, the gas enters the head compressor station and, if it has a sufficiently high pressure, immediately into the main gas pipeline. It is transported via main gas pipelines to consumers or to underground gas storage [30].

The scheme of transportation of extracted gas along the section of the main gas pipeline from the gas field to the consumer is shown in Figure 5. Purification of natural gas from mechanical impurities is carried out in several stages: at the fields, in the bottom-hole zone, on the linear part of the M G and on the G R S.

The bottom-hole zone of the well is equipped with filters. The existing filter designs are perforated steel pipes. Gravel filters better protect the well column from the removal of limestone elements, sand and other impurities.

The second stage of gas purification is carried out in the field in ground separators, the gas is cleaned from condensate, water and dust.

The third stage of purification takes place at the compressor stations of the gas pipeline and includes the purification of gas from mechanical impurities (solid and liquid particles).

The fourth stage of gas purification is located on the C and is intended for final gas purification before use [30].

### **Цель работы**

Целью работы – расчет технологических оборудования, для очистки добываемого природного газа от механических примесей и содержащихся в ней влаги, чтобы обеспечить хорошую транспортировку по магистральным газопроводам, на основании фактических базовых данных для установки комплексной подготовки газа, расположенной на 'Сеноманской газоносной залежи Уренгойского месторождения.

Поставленные задачи – это:

- Очистить добываемый природный газ от механических примесей;
- Осушка добываемого природного газа от содержащейся в ней влаги;
- Очистка добываемого природного газа от содержащихся в ней сероводорода ( $H_2S$ ) и углекислого газа ( $CO_2$ );
- Одоризация добываемого природного газа.

### **Goal of the work**

The purpose of the work is the calculation of technological equipment for cleaning the extracted natural gas from mechanical impurities and moisture contained in it, in order to ensure good transportation through main gas pipelines, based on the actual basic data for the installation of complex gas treatment located on the Cenomanian gas-bearing deposit of the Urengoy field.

The tasks assigned are:

- To clean the extracted natural gas from mechanical impurities;
- Drying of the extracted natural gas from the moisture contained in it;
- Purification of extracted natural gas from hydrogen sulfide ( $H_2S$ ) and carbon dioxide ( $CO_2$ ) contained therein;
- Odorization of the extracted natural gas.

### **Актуальность работы**

Основная задача комплекса подготовки газа на добыче – это сбор и подготовка газа, т.е. транспортировка природного газа от скважин до КПП, очистка его от капельной жидкости и мех примесей, осушка до необходимой точки росы и компримирование для подачи в МГ. Все эти мероприятия необходимо выполнить с наименьшими потерями пластовой энергии и наибольшей технологической и экономической эффективностью [30].

## **Relevance of the work**

The main task of the gas treatment complex at production is the collection and preparation of gas, i.e. the transportation of natural gas from wells to K N G, its purification from droplet liquid and fur impurities, drying to the required dew point and compression for supply to MG. All these measures must be carried out with the least loss of reservoir energy and the greatest technological and economic efficiency [30].

## **1 Общая характеристика Уренгойского газоконденсатного месторождения**

Район расположен на севере Западносибирской низменности. В административном порядке это месторождение принадлежит к Пуровскому району Ямало-Ненецкого автономного округа в Тюменской области. Обзорная карта месторождения представлена на рисунке 1.3.

Территория УНГКМ представляет собой заболоченную полого – холмистую равнину, расчлененную речными долинами, покрытую многими озерами и криогенными формами (буграми). Отметки поверхности на этой области варьируется в пределах от плюс 18 до плюс 80 м.

Район расположен в зонах многолетнемерзлых пород, температура которых понижается с юга на север на 10°C на 100 км. Глубина залегания многолетнемерзлых пород достигает 500 м. Температура этих пород колеблется в диапазоне от минус 1 до минус 50°C.

В разрезе многолетнемерзлых встречаются также и региональные талые межмерзлотные породы, к которым относятся водоносные горизонты. Снабжение водой газовых промыслов, города Новый Уренгой обеспечивается разработкой и развития этих таликов.

Климат в этой области резко континентальный. Район характеризуется долгой холодной зимой и коротким прохладным летом. Средняя температура зимой минус 17°C. Декабрь, январь и февраль – самые холодные месяца года. Температура в эти месяцы достигает до минус 55°C, и порывы ветра также усиливаются. С середины июня до сентября морозы отсутствуют. Июнь самый теплый месяц. Средняя температура в этот период колеблется от 6 до 15°C, а максимальная температура иногда достигает и 40°C [30].

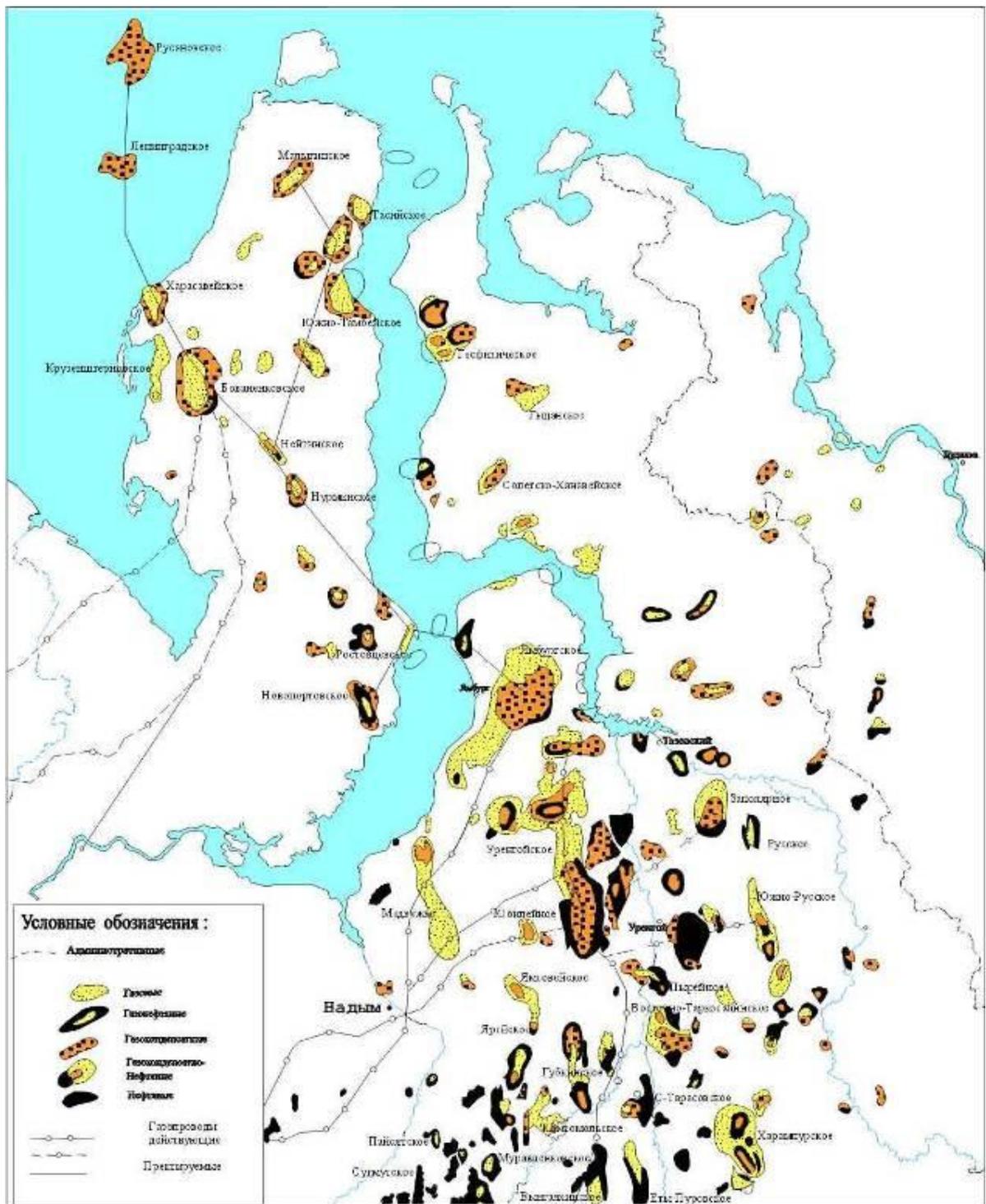


Рисунок 1.3 – Обзорная карта месторождений

Температура в среднем между холодными и теплыми месяцами колеблется в пределах  $-80^{\circ}\text{C}$ . Толщина снега достигает величины в 1 – 2 м. Количество осадков в год достигает 350 мм, около 70% которых выпадает летом. Гидрографическую сеть района образуют река Пур, находящаяся на востоке и ее притоки – река Малхой–Яха, река Нгарка–Есетояха, река Хадуттэ, река Табьяха, река Ево–Яха.

Судоходной из них является только река Пур [30].

Транспортировка газа осуществляется по магистральной газопроводной системе. До 1977 года транспортировка осуществлялась газопроводом "Медвежье – Центр". С 1978 года был запущен в действие газопровод "Уренгой – Надым", а в 1983 году "Уренгой – Помары – Ужгород". Газ транспортируется в направлении юга по газопроводу "Уренгой–Сургут – Челябинск".

Транспортировка нефти и конденсата осуществляется по нефтепроводу Уренгой – Сургут [30].

## **2 Освоение Уренгойского месторождения**

Открытие Уренгойского месторождения произошло в 1966 году. На этом месторождении газонасыщенными отложениями являются – верхнемеловые (сеноманские) и нижнемеловые (валанжинские).

Верхнемеловой пласт был введен в эксплуатацию 22 апреля 1978 года. Запасы этого месторождения составляют 6221 млрд. м<sup>3</sup> газа .

Годовая добыча на сеноманском залежи УГКМ составила 250 млрд. м<sup>3</sup> газа. В декабре 1989 года Государственная комиссия СССР рассмотрела и утвердила объём газа в 6933 млрд. м<sup>3</sup>. Увеличение запасов связано с расширениемгазоносных площадей на 11,5% (данные сейсморазведки) и на 9,6%от газонасыщенной толщины.

В настоящее время эксплуатируется 15 (УКПГ): УКПГ – 1АС 10 (Уренгойская площадь), УКПГ – 11, 12, 13 (Ен–Яхинская площадь) и УКПГ – 15 (Северо–Уренгойское).

Вводв эксплуатациюУКПГ всегда отставал от планированного графика. Так в 1985 году, согласно проекту, предусматривался ввод в эксплуатацию с выходом на постоянный отбор газа в объеме – 250 млрд. м<sup>3</sup> газа в год с 15 УКПГ. Фактически в то время эксплуатировалось только 11 УКПГ. Даты ввода в эксплуатацию УКПГ приведены в таблице – 1.1.

С 1985 года и по настоящее время,отбор газа составляет – 250 млрд. м<sup>3</sup> газа в год. Это включает в себя 185 млрд. м<sup>3</sup> в районе Уренгоя, 50 млрд. м<sup>3</sup> в районе Йен-Яхинского и 15 млрд. м<sup>3</sup> в районе Северного Уренгоя.Карта расположения участков представлена на рисунке 1.4.

Таблица 1.1 – Дата ввода в эксплуатацию Установок КППГ

Номер установки КППГ	Дата	Номер Установка КППГ	Дата
Установка КППГ – 1	21.04.78	Установка КППГ – 1ас	16.06.84
Установка КППГ – 2	28.10.78	Установка КППГ – 2В	21.01.85
Установка КППГ – 3	18.10.79	Установка КППГ – 1АВ	04.07.85
Установка КППГ – 4	20.09.80	Установка КППГ – 1АС	25.08.85
Установка КППГ – 5	29.03.81	Установка КППГ – 5В	15.02.86
Установка КППГ – 6	14.09.81	Установка КППГ – 12	22.02.86
Установка КППГ – 7	24.08.82	Установка КППГ – 13	21.08.86
Установка КППГ – 8	12.03.83	Установка КППГ – 8В	25.08.86
Установка КППГ – 9	08.07.83	Установка КППГ – 15	08.12.86
Установка КППГ – 10	26.11.83		
Установка КППГ – 11	03.09.85		
Установка КППГ – 12	21.02.86		
Установка КППГ – 13	22.08.86		
Установка КППГ – 14	19.02.87		
Установка КППГ – 15	27.08.87		

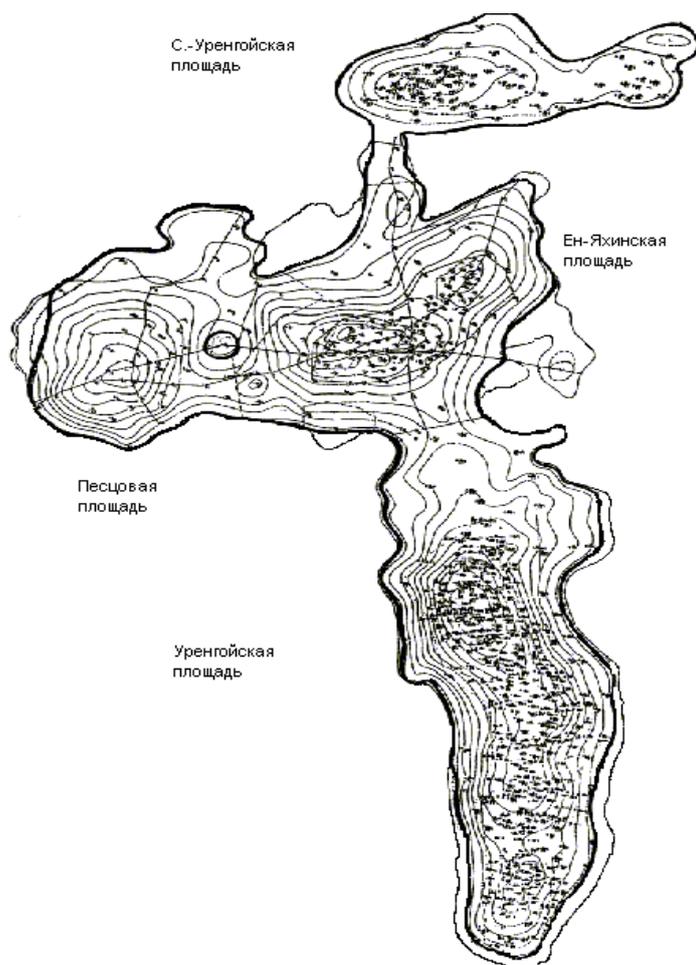


Рисунок 1.4 – Карта расположения площадей Уренгойского ГКМ

Поскольку разработка месторождений Северо-Уренгойского месторождения и Йен-Яхинского района отстала от графика ввода в эксплуатацию, основная добыча газа осуществлялась на Уренгойском участке. В период с 1984 по 1988 год годовой лимит отбора проектного превышался на 22 – 64%. Это увеличение добычи было обеспечено за счет поддержания оптимального дебита, за счет максимального использования производственных мощностей УКПГ .

### **1.3 Проектные решения при разработке Уренгойского ГКМ**

Уренгойское месторождение содержит два продуктивных комплекса, которые существенно различаются по своим характеристикам. Это Сенюманский газоносный комплекс и нижнемеловой нефтегазоносный комплекс.

Сенюманский газоносный комплекс представляется одной газовой залежью, которая залегает на глубине – то 1000 до 1200 метров. Это месторождение введено в эксплуатацию с 1978 года. Максимальная годовая добыча газа составила – 250 млрд. м<sup>3</sup>. Характерной особенностью Сенюманского месторождения является наличие значительных запасов газа, в основном метанового состава с очень низким содержанием тяжелых углеводородов.

Нижнемеловой нефтегазоносный комплекс является многопластовый. Он залегает на глубине – от 1750 до 3650 м. "Характерной особенностью этого пласта является наличие в разрезе большого количества нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей с достаточно высоким первоначальным содержанием тяжелых углеводородов в пластовом газе.

Позже, при эксплуатации месторождения производились уточнения газоконденсатной и продуктивной характеристик скважин, а также запасы газа, нефти и конденсата были переработаны" [30].

В 1996 – 1997 гг. Рассматривалась стратегия разработки газоконденсатных и нефтяных месторождений на период до 2025 года.

Ранее этот проект рассматривался "Комиссии по разработке месторождений и ПХГ" РАО "Газпром" (протокол №13–Р/96 от 16.05.96).

В настоящее время в эксплуатации находятся четыре УКПГ (1 АВ, 2В, 5В, 8В). Общая производительность которых составляет – 30 млрд. м<sup>3</sup> по сепарированному газу и 6,0 млн. тонн по конденсату.

В 1995 году на Установке КПП – 8В, была установлена технологическая линия низкотемпературной сепарации (НТС), производительностью 5 млн. м<sup>3</sup>.

По состоянию на 1 января 1999 года общий фонд скважин составлял – 600, а эксплуатационный фонд составлял – 399 скважин. Величина пластового давления в зонах отбора газа упали на 10,0 МПа или более от тех, которые были в начале.

#### 1.4 Состав добываемого природного газа

Газ Сенманского месторождения имеет метановый состав и содержит – от 95,3 до 99,4% метана. Содержание углеводородов С<sub>2</sub> и выше составляет не более – 1%. Средняя относительная удельная плотность газа по воздуху составляет – 0,563. Давление критическое – 4,73 МПа, температура критическая – 190,5°К, рабочее давление 5,45 МПа, рабочая температура 283°К [30].

Средняя чистая теплотворная способность газа составляет 32900 кДж/м<sup>3</sup>. Средний состав добываемого природного газа представлена на таблице – 1.2.

Таблица 1.2 – Состав природного газа

№ п/п	Наименование	Значение	Един. измерения
1	СН <sub>4</sub>	98,28	%
2	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	0,15	%
3	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	0,002	%
4	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,0015	%
5	С <sub>5+</sub> выше	0,0007	%
6	СО <sub>2</sub>	0,34	%
7	Н <sub>2</sub>	0,02	%
8	О <sub>2</sub>	1,17	%
9	Н <sub>2</sub>	отсутствует;	
10	Не	0,015	%
11	Н <sub>2</sub> С	следы.	

Конденсат составляет в газе – от 0,036 до 0,054 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Осушенный газ на установках соответствует ОСТ 51.40–93.

Производительность составляет – 30 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Плотность газа зависит от темпа отбора, на низко-температурной сепарации температура и давление может меняться в пределах ±4%.

Содержания других углеводородов может меняться в пределах ±10%.

### 1.5 Система сбора и подготовки газа

Сбор газа из скважин на Установке КПП – 13 осуществляется по коллекторно-кластерной схеме, что позволяет существенно минимизировать затраты на строительство шлейфов и прокладку внутренних дорог. Установка КПП – 13 расположена в комплексе действующих установок по сушки газа на сеноманском залежи Уренгойского месторождения.

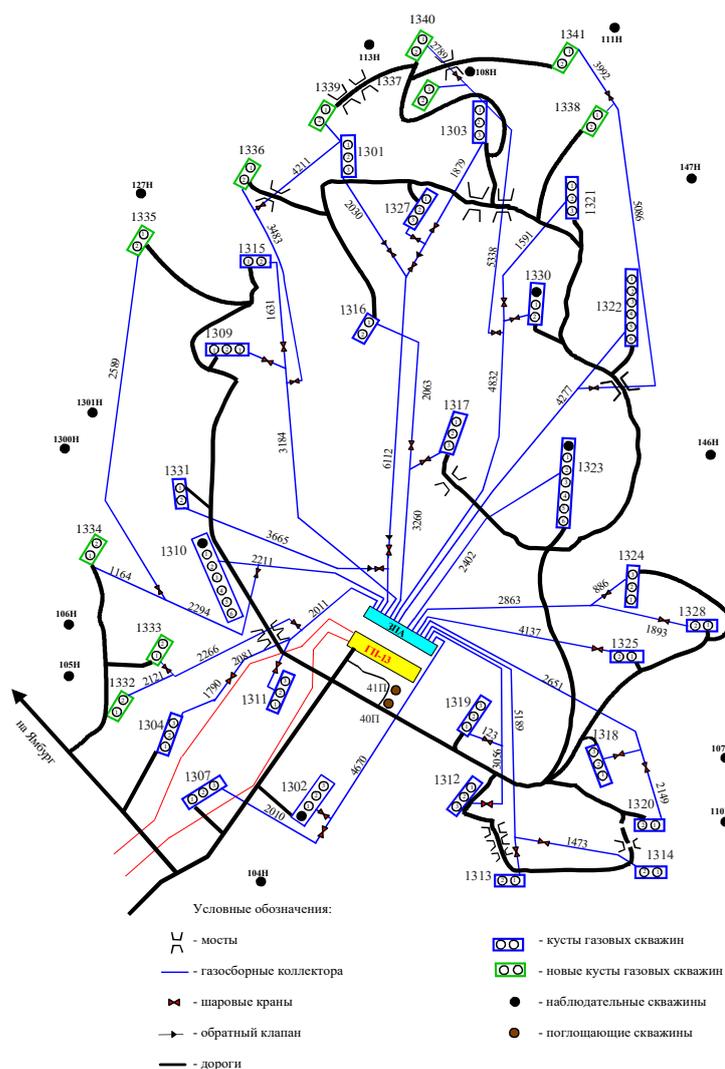


Рисунок 1.5 – План сбора газа на Устаовке КПП – 13

На рисунке 1.5 показана схема сбора газа на Установке КПП – 13.

Подготовка газа для дальнейшей транспортировки заключается в отделении от него (газа) воды, конденсата и механических примесей с последующей его сушкой.

Природный газ подготавливается для дальнейшей транспортировки следующим образом: куст – шлейф – ЗПА – ЦОГ – ДКС (II очереди) – УКПП – ДКС (I очереди) – СОГ – МПК.

Подготовка газа на промысле должна обеспечивать среднюю температуру точки росы по влаге  $T_p = \text{минус } 10^\circ\text{C}$  (по ГОСТ 51.40 – 93).

#### Характеристики установки КПП

- производительность 30, млрд. м<sup>3</sup>/год;
- количество кустов скважин – 31 ;
- количество действующих скважин – 65;
- общий фонд скважин – 78 ;
- осушка газа от влаги – гликолевая, концентрация гликоля – 99, 3%;
- влагосодержание газа – до 0, 66 , г/ст. м<sup>3</sup>;
- осушитель газа – диэтиленгликоль (ДЭГ);
- регенерация гликоля – паровая, вакуумная;
- ингибитор гидратообразования – метанол (СН<sub>3</sub>ОН).

### 1.6 Узел входа газа на установку КПП

Из скважин добываемый газ подается по газопроводам  $D_u = 150$  с давлением  $P = 5,43\text{--}5,45$  МПа в газовые коллекторы  $D_u = 300$ ,  $D_u = 500$ , через которые поступает в здания переключающая клапаны регулирования расхода газа ЗПА – 1 и ЗПА – 2.

В ЗПА втулки газовых скважин отключаются от дожимной компрессорной станции, перевод кустов на факел, переключая блоки ввода шлейфов с куста на куст.

Если необходимо подуть шлейф на факел, запорный клапан  $D_u = 300$  закрывается на линии подачи неочищенного газа в общий коллектор диаметром 1000 мм, а клапан  $D_u = 300$  открывается для подачи газа на факел.

Каждое крыло ЗПА предусматривает установку семи узлов для ввода шлейфов и двух распределительных панелей метанола (ПРМ) типа ПРГ – 3, ИНГ.

Также метанол распределяется здесь по коллекторам (факельные и газовые скважины).

Метанол используется в качестве ингибитора образования гидратов. При транспортировке газа из кустов в УКПГ он охлаждается за счет теплообмена с окружающим грунтом. Поскольку газ полностью насыщен влагой (относительная влажность 100%), возможность образования гидратов не исключается при понижении температуры [30].

Наиболее вероятно выпадение гидратов зимой.

Централизованная система подачи метанола предназначена для предотвращения выпадения гидратов и устранения пробок из гидратов.

Места подачи метанола:

1. шлейфы;
2. запорная арматура (на ЗПА – 1 и ЗПА – 2);
3. факельный коллектор;
4. входа технологических газопроводов.

Подача осуществляется со склада метанола через распределительные панели ПРМ с насосами Н – 503, установленными на ЗПА.

Технологический корпус расположен на расстоянии 350 м от здания переключающей арматуры.

Из корпуса переключающих клапанов газ поступает в общий коллектор, Ду = 1000. Из коллектора газ после ДКС II ступени поступает в цех очистки газа (ЦОГ).

### **1.7 Установка комплексной подготовки газа**

Газовая промышленность включает в себя добычу природного газа, его подготовку, транспортировку и переработку. Природный газ – это смесь газов, образовавшихся в недрах земли и при разложении органических веществ без доступа воздуха. Он состоит в основном из метана  $\text{CH}_4$ , содержания которого колеблется от 70 до 98% по объему, но в состав могут входить более тяжелые углеводороды, такие как этан  $\text{C}_2\text{H}_6$ , пропан  $\text{C}_3\text{H}_8$ , бутан  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ .

А также не углеводородные вещества: водород  $\text{H}_2$ , сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ , углекислый газ  $\text{CO}_2$ , азот  $\text{N}_2$  и гелий  $\text{He}$ . В недрах газ может находиться в газовом состоянии в виде отдельных скоплений, называемых газовыми залежами, или в виде газовой шапки в нефтегазовых месторождениях, либо в

растворенном виде в нефти, либо в воде. А также природный газ может находиться в недрах в виде газогидратов. Для добычи газа из недр земли бурят скважину глубиной до 7 км. В зависимости от залегания газоносного пласта.

По мере бурения скважину для укрепления ее стенок опускается труба обсадная колонна, а по его окончании производится тампонаж, изолирования продуктивного пласта от выше лежащих слоев. Тампонаж производится путем заполнения зазора между обсадной колонны и стенками скважины водонепроницаемым материалом глиной или цементом. Когда скважина готова буровая установка убирается, а на его место устанавливается фонтанная арматура. Фонтанная арматура – это конструкция из клапанов и задвижек на головке обсадной колонны через которую и осуществляется отбор газа из скважины. На одном месторождении располагается не одна скважина как иногда принято думать, а достаточно большое их количество. Фонтанная арматура каждой скважины соединена трубопроводом с установкой КПП.

УКПП представляет собой комплекс технологических приспособлений предназначенные для осушки газа очистки его от механических примесей, жидкости, углекислого газа и сероводорода. Это не всегда самостоятельный комплекс довольно часто он входит в состав головных сооружений, трубопроводы, шлифы, УКПП словом все что расположенный между скважинами и головным сооружениями составляет собой так называемую газосборную сеть основой которого является один или несколько газосборный коллекторов, трубопроводов в которые поступает добываемый на промысле газ. С газосборного коллектора газ поступает в главные головные сооружения где происходит окончательное подготовка его к транспорту до очистка глубокое охлаждения и очистка от углеводородного конденсата. Охлаждение производится в целях уменьшения объема газа для увеличения пропускной способности газопровода. по началу пластового давления достаточно для того чтобы транспортировать газ на некоторое расчетное расстояния но по мере эксплуатации месторождения пластовое давление снижается поэтому со временем приходится головную компрессорную станцию которое поднимало бы его до необходимой величины.

Основным видом транспорта газа является трубопроводный, то есть с промысла газ подается в магистральный газопровод представляющий собой

не только газопровод, по которому идет газ. Сколько сложных инженерных сооружений которые включают в себя линейную часть, трубопроводы с линейными кранами, линейные компрессорные станции, станции подземного хранения газа ПХГ, газо-распорядительные ГРС и газо-измерительные станции ГИС а также ряд других инженерных систем и сооружений которые должны обеспечивать надежную работу магистрального газопровода таких на пример как радио релейное станции установки электро-химической защиты газопроводов от коррозии линии электропередач предназначенные для обслуживания газопровода вертолетные площадки, опорные пункты и так далее. Основы МГ линейной части – линейная часть представляет собой трубопровод с запорной арматурой, кранами, сгруппированными в линейные крановые узлы, а также различные переключки, отводы, лупинги и переходы через естественные и искусственные преграды. Основа линейной части газопровод он сооружается диаметром до 1420 мм в одну или несколько ниток укладываемых параллельно в одном техническом коридоре.

Помимо коррозии МГ угрожает загрязнение его внутренней поверхности частицами пароды, окалины, отслоившиеся от труб, конденсатом, водой и т.д. что приводит его к снижению пропускной способности поэтому внутреннюю полость газопровода периодически очищают при помощи очистных устройств поршней, без прекращения подачи газа. Также существует более сложные диагностические поршни дефектоскопы. Их назначение сканирование внутренней полости трубы и выявления дефектов внутритрубное дефектоскопия. Поршни запускаются в трубопровод и извлекаются из него с помощью специальных устройств, называемых камерами приема запуска. Как правило они располагаются на узлах подключения ДКС.

Очистка производится следующим образом поршень подсовывается в камеру запуска освобожденную от газа после чего крышка камеры закрывается и в нее подается газ. Давление постепенно растет пока не станет достаточным для того чтобы сдвинуть поршень с места и протолкнуть его в газопровод после чего уже поршень движется под давлением транспортируемого газа на узле подключения компрессорной станции поршень поступает в камеру приема, а вся скопившаяся перед ним грязь отводится в приемный колодец или конденсата сборник.

По мере прохождения газа по газопроводу давление его снижается из-за потерь на трения от стенки трубы и отбора газа потребителями. Эти потери давления восполняются через каждые 100 – 150 км. Специальных сооружениях МГ компрессорных станциях. КС состоит из одного или нескольких компрессорных цехов. Каждый цех поднимает давление в своей нитке газопровода и включает в себя узел подключения, систему очистки газа, несколько газоперекачивающих агрегатов ГПА и систему охлаждения газа АВО. На компрессорных станциях газоперекачивающие агрегаты приставлены в блочных комплектной компоновке, то есть поставлялись в виде блоков и контейнеров в максимальной заводской готовности блок боксов что упрощает транспортировку и существенно сокращает затраты времени и материальных ресурсов на монтаж.

Подключение КС к МГ осуществляется с помощью узла подключения. Он состоит из нескольких кранов с обвязкой состав и количество которых на разных КС различны. Но в состав узла подключения любой КС всегда входит входной кран, выходной кран и секущий кран. Они предназначены для подключения КС к газопроводу и ее отключения. С узла подключения газ поступает в установку очистки газа состоящую из пылеуловителей. Количество которых зависит от пропускной способности компрессорного цеха. ПУ предназначены для очистки газа от механических примесей и жидких фракций. После очистки газ во входной коллектор обвязки нагнетателей, называемый гитарой и далее на вход, нагнетателей который и осуществляет основную функцию КС сжатия газа и является составной частью газоперекачивающих агрегатов. ГПА состоит из нагнетателя и привода нагнетателя, обычно используется центробежные нагнетатели и газотурбинные приводы, работающие на том же самом природном газе.

Из нагнетателей сжатый газ поступает выходной коллектор обвязки нагнетателей, а затем в аппараты воздушного охлаждения газа. АВО газа состоят из радиаторов и осевых вентиляторов с электроприводом и предназначены для охлаждения, нагретого во время сжатия газа. Охлаждения газа способствует увеличению пропускной способности газопровода, предотвращает линейное расширения и вспучивания газопровода, а также увеличивает срок службы изоляции и предотвращает расщепление многолетних мерзлых грунтов в условиях вечной мерзлоты. После охлаждения газ направляется к узлу подключения и далее в МГ.

Управление тех процессом КЦ осуществляется с щита управления. Также сведения по параметрам перекачиваемого газа поступает в центральную диспетчерскую службу газотранспортной компании, откуда осуществляется контроль и управления эксплуатационными режимами транспортировки природного газа.

Зимой энергии нужно больше чем летом, возникает сезонный неравномерность потребления и вместе с тем объем добываемого газа так быстро меняются не может поэтому для компенсации сезонной неравномерности потребления используют подземные хранилища газа ПХГ устраиваемые вблизи крупных потребителей. ПХГ это по сути подходящий пласт земной коры в который закачивается газ. Как правило это истощенное месторождения газа либо водоносные структуры и оборудования для его закачки и откачки ДКС. Так как природный газ является товаром ставит вопрос его коммерческого учета, учет газа, идущего на экспорт или передаваемого от одного газотранспортного предприятия, к другому производится газо-измерительными станциями ГИС, а отпускаемого потребителям измерительным комплексом на ГРС.

ГРС основное ее назначения подача газа потребителям, сначала газ очищается от механических и жидких примесей для этого применяется различные конструкции ПУ, газо-сепараторов и фильтров. В данном случае ПУ далее газ нагревается в подогревателях чтобы исключить возможность обмерзания оборудования и образования кристаллогидратов при дальнейшем снижении его давления. Потом в узле редуцирования его давления снижается до рабочего в сетях потребителей и поддерживается на заданным уровне.

Узел редуцирования состоит минимум из двух линий редуцирования, одна из которых находится в работе, а вторая в резерве. Линии редуцирования представляет собой трубопровод автоматическим регулятором давления и запорной арматурой в данном случае пневмоприводным краном. Основным элементом редуцирования автоматический регулятор давления он поддерживает давления на выходе ГРС постоянным независимо от входного давления и расхода газа потребителями. Потом газ проходя через сужающее устройство газ учитывается измерительным комплексом в узле замеров.

Вычислители определяют и регистрируют объем и расход газа, подаваемого потребителям. Далее так как природный газ не имеет запаха к нему в блоке одоризации добавляют одорант тот самый запах газа, который мы чувствуем во время утечки. Обычно в качестве одоранта используется этилмекаптан.

### **1.7 Цех очистки газа (ЦОГ)**

ЦОГ используется для очистки газа перед его поступлением в первый цех ДКС от влаги и меховых примесей.

Установка подготовки газа включает в себя две ступени:

I ступень – это разделения (грубая очистка), он служит для удаления из газа основного количества конденсата, пластовой и конденсационной воды в пылеуловителях ГП 554.00.000 производительностью 10 – 20 млн. м<sup>3</sup>/сут. (рабочее давление 6, 3 МПа).

II ступень – это этап тонкой очистки, при котором газ из капельной влаги и механических примесей очищается в фильтрах сепаратора «СМР». Производительность фильтра – 15,3 млн. м<sup>3</sup>/сут. Рабочее давление 7,6 МПа. Газ на фильтрах сепараторах очищается с эффективностью – от 90% до 100%.

Для разделения воды и газового конденсата, поступающего с I и II ступеней очистки, имеются два разделительных резервуара (рабочий и резервный). Из разделительного резервуара конденсат и вода поступают:

- конденсат – на склад горюче смазочных материалов;
- вода – на очистные сооружения.

Учитывая очень небольшое количество конденсата в пластовой воде, можно отводить пластовую воду с конденсатом, минуя разделительный резервуар, непосредственно в резервуар для дегазации.

Принципиальная схема очистки газа приведена рисунке 1.6.



## 1.8. Осушка природного газа на установке КППГ

После завершения очистки газ сжимается с использованием агрегатов ГПА – Ц – 16. После сжатия газ охлаждается до необходимой температуры на аппаратах воздушного охлаждения (АВО) газа. После этого охлажденный газ подается в УКППГ. Затем газ по трубопроводу  $D_u = 300$  подается в технологический корпус по шести технологическим линиям на установку для осушки газа в двух цехах. В каждый цех ведет три нитки. Эти шесть технологических линий работают одинаково. Ниже приводится описание работы одной из технологических линий.

Газ с давлением  $P = 4,5$  МПа и температурой  $T = 283^\circ\text{K}$  направляется в сепаратор С – 20, 1 через входной арматурный узел, схема представлена на рисунке 7. После сепаратора газ поступает в теплообменник Т – 202, где он нагревается до температуры  $290^\circ\text{K}$ .

Затем он поступает в абсорбер (нижняя часть). При увеличении или уменьшении давления газа на входе, на управляющий комплекс УВК подается через ЭКМ, после чего подается команда на закрытие пневматических клапанов на входе газа в сепаратор и выходе газа из абсорбера, а также команда открыть клапан  $D_u = 150$  для свечи. На рисунке 1.7 приведена принципиальная схема осушки газа.

На Установке КППГ – 13 используется аппарат типа ГП 502 – 00.000, производительность которого составляет  $Q = 10$  млн.  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Конструктивно аппарат представляет собой колонну диаметром 1800 мм и высотой 16600 мм, состоящую из трех секций: сепарации, абсорбции и улавливания гликоля. Разделительная зона расположена в нижней части секций. Средняя и нижняя части абсорбера разделены полу глухой тарелкой, которая служит для накопления, контроля и сбора диэтиленгликоля, а также для одновременной подачи неочищенного газа в секцию осушки.

Секция осушки представляет собой ступенчатое основание сетчатых тарелок. Над каждой из этих тарелок установлена дополнительная сепарационная тарелка, состоящая из шестидесятимиллиметровых центробежных элементов. Фильтрующие коагулирующие патроны и тарелка с шестидесятимиллиметровыми центробежными элементами установлены в верхней секции сепарации.

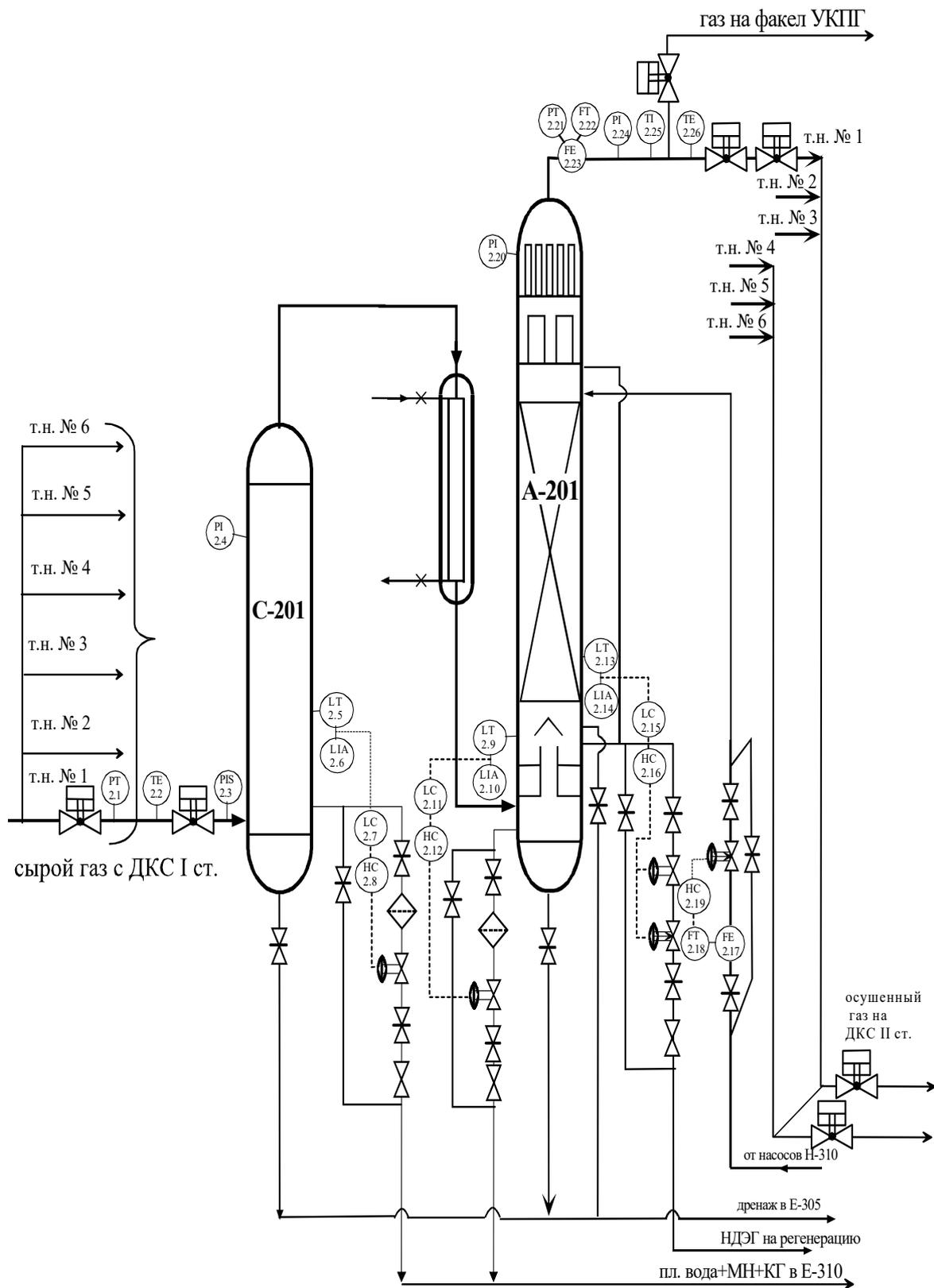


Рисунок 1.7 – Схема осушки газа

После осушки газ поступает в измерительную диафрагму, затем с давлением  $P = 4,5$  МПа на ДКС первой очереди. На компрессорной станции газ сжимается и с давлением  $P = 5,6 - 6,0$  МПа и температурой  $T = 21 - 22$  °С

поступает в магистральный газопровод.

Расход газа регулируется регулирующим штуцером "Клаус" Ду = 300. Давление газа после штуцера контролируется манометром. Температура контролируется с помощью ртутного термометра на месте.

Точка росы влаги измеряется влагомером «Харьков – 1М» типа ТТР-8.

## II. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Расчет оборудования для очистки добываемого газа

Расчет производится по [1] и [3]

Для расчета данные берем из пункта – 1.6 и 1.7 ПЗ:

Очищается добываемый – природный газ

Общий объем добычи газа – 30 млрд. м<sup>3</sup>/год (сут = год/365 = 30x1000/365 = 82,19 млн. м<sup>3</sup>/сутки)

Исходная температура газа – 283°К

Размер механических примесей – 5 мкм

Расчетная плотность твердых частиц – 3000 кг/м<sup>3</sup>

Исходная концентрация частиц в потоке – 20 г/м<sup>3</sup>

Давление газа на входе в циклон – 5,45 МПа

Добываемый природный газ состоит из:

СН<sub>4</sub> – 96,78%;

С<sub>2</sub>Н<sub>6</sub> – 0,2%;

С<sub>3</sub>Н<sub>8</sub> – 0,002%;

С<sub>4</sub>Н<sub>10</sub> – отсутствует;

С<sub>5</sub>Н<sub>12</sub> – отсутствует;

СО<sub>2</sub> – 0,32%;

N<sub>2</sub> – 2,01;

H<sub>2</sub>S – следы.

Согласно [3]  $\rho_{\Gamma}$  – плотность газа в нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup> определяется:

$$\rho_{\Gamma} = a_1 \times \rho_1 + a_2 \times \rho_2 + \dots + a_n, \quad (2.1)$$

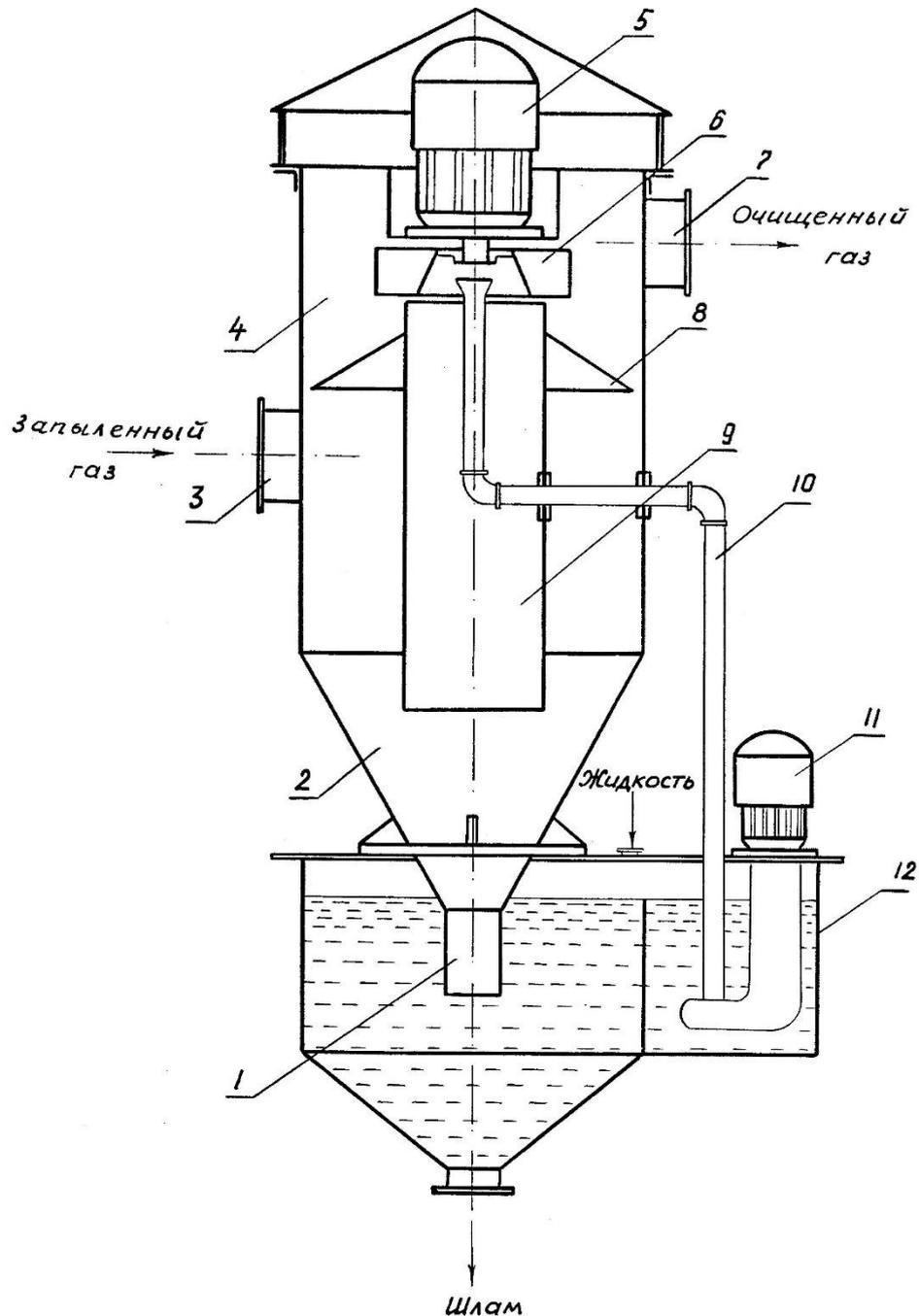
$$\rho_{\Gamma} = 0,9764 \times 0,717 + 0,001 \times 1,354 + 0,00001 \times 2,019 + 0,0031 \times 1,977 + 0,0195 \times 1,25 = 0,732, \text{ кг/м}^3.$$

Относительная плотность по воздуху:

$$\Delta = \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{0,732}{1,293} = 0,566, \text{ кг/м}^3. \quad (2.2)$$

## 2.2 Выбор циклонного пылеуловителя

Циклонный пылеуловитель выбирается согласно методики в [1] и [3].  
Схема для расчета циклонного пылеуловителя приведена на рисунке 1



1 – патрубок для удаления пыли; 2 – конус; 3, 7 – патрубки для входа и выхода газа; 4 – цилиндр; 5 – электродвигатель; 6 – лопастное колесо; 8 – конусная перегородка; 9 – центральная труба; 10 – труба для подачи воды; 11 – насос; 12 – отстойник.

Рисунок 2.1 – Схема для расчета пылеуловителя

Циклонный пылеуловитель выбирается в зависимости от производительности аппарата и пропускной способности.

С узла подключения газ поступает в установку очистки газа, состоящую из пылеуловителей. Количество которых зависит от пропускной способности компрессорного цеха. ПУ предназначены для очистки газа от механических примесей и жидких фракций. После очистки газ поступает во выходной коллектор обвязки нагнетателей, называемый гитарой и далее на вход, нагнетателей который и осуществляет основную функцию КС сжатия газа и является составной частью газоперекачивающих агрегатов.

Из нагнетателей сжатый газ поступает выходной коллектор обвязки нагнетателей, а затем в аппараты воздушного охлаждения газа. АВО газа состоят из радиаторов и осевых вентиляторов с электроприводом и предназначены для охлаждения, нагретого во время сжатия газа. Охлаждения газа способствует увеличению пропускной способности газопровода, предотвращает линейное расширения и вспучивания газопровода, а также увеличивает срок службы изоляции и предотвращает расщепление многолетних мерзлых грунтов в условиях вечной мерзлоты. После охлаждения газ направляется к узлу подключения и далее в МГ. Управление тех процессом КЦ осуществляется с щита управления. Также сведения по параметрам перекачиваемого газа поступает в центральную диспетчерскую службу газотранспортной компании, откуда осуществляется контроль и управления эксплуатационными режимами транспортировки природного газа.

Циклонный ПУ предназначен для механической очистки от пыли технологических газов и воздуха. Он состоит из цилиндрического или конического корпуса бункера для сбора пыли пылевого затвора и выхлопной трубы для отвода очищенного газа. Выделение газа от пыли происходит на стенке корпуса циклона куда отбрасывается частицы пыли под действием центробежных сил, возникающих в результате вращательного движения газового потока. Вращение газа обеспечивается тангенциальным вводом и его в циклон. Выделяющийся пыль опускается вдоль стенок циклона в бункер и удаляется из аппарата через пылевой затвор. В циклонах может улавливать пыль крупностью более 5ти мкм. Наиболее эффективно улавливается пыль имеющая размер частиц 15-20 мкм и выше эффективность очистки газа от пыли в циклонных аппаратах изменяется в широких пределах обычно от 50 до 99% в зависимости от количества и свойств очищаемых газов и пыли, а также от конструктивных и эксплуатационных особенностей аппаратов.

## 2.3 Технологический расчет циклонного пылеуловителя

Для правильного подбора пылеуловителя, необходимо произвести его технологический расчет. Исходные данные приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные пылеуловителя ГП 426.00.000 П. 2

№	Наименование	Значения	Един. изм.
1	Материал корпуса – сталь 08ГЗС		
2	Давление рабочее ПУ	5,4	МПа
3	Диаметр ПУ	1960	мм
4	Общие затраты на металл	1611	кг/млн.м <sup>3</sup>
5	Фракционная эффективность очистки	50 – 85	%
6	производительность циклонного ПУ	15×10 <sup>6</sup>	м <sup>3</sup> /сутки

Основные элементы циклонного пылеуловителя показаны на расчетной схеме – 8. Количество циклонного пылеуловителя составляет:

$$n = \frac{q_{\text{сут}}}{q_{\text{п}}} = \frac{82,19}{15} = 5,48, \quad (2.3)$$

где  $n = 6$ .

Металл затраты пропорционально производительности составляют:

$$G = nxg = 6 \times 1533 = 9198, \text{ кг/млн.м}^3, \quad (2.4)$$

где  $g$  – затраты на металл.

## 2.4 Расчеты толщины стенок ПУ

Расчет толщины стенки производится для определения конструктивных размеров, которые будут учтены при дальнейшем проектировании аппарата. В зависимости от рабочего давления, выбранного материала и размера аппарата, требуемая минимальная толщина его стенок выбирается исходя из результатов расчета. При правильном выборе необходимых параметров себестоимость пылеуловителя может быть значительно снижена. Расчет толщины днища и корпуса представлен ниже формулами (5 и 6).

Расчет днища:

$$\delta_{\text{дн}} = \frac{P_p \times R_b}{2 \times \varphi \times \sigma_{\text{доп}} - 0,5 \times P_p} + C + C_1 + C_2, \quad (2.5)$$

$$\delta_{\text{дн}} = \frac{5,5 \times 1850}{2 \times 0,9 \times 160 - 0,5 \times 5,5} + 2 + 0,9 + 4,2 = 42,77, \text{ мм.}$$

Принимаем  $\delta_{\text{дн}} = 43$  мм.

Расчет корпуса:

$$\delta_{\text{к}} = \frac{P_p \times d_{\text{в}}}{2 \times \varphi \times \sigma_{\text{доп}} - P_p} + C + C_1, \quad (2.6)$$

$$\delta_{\text{к}} = \frac{5,5 \times 1850}{2 \times 0,9 \times 160 - 5,5} + 2 + 0,8 = 38,82, \text{ мм.}$$

Принимаем  $\delta_{\text{к}} = 39$  мм.

где  $P_p$  – расчетное давление, МПа.

$$P_{\text{абс}} = P_{\text{изб}} + P_{\text{бар}} = 0,1 + 0,1013 = 0,2013, \text{ МПа,} \quad (2.7)$$

$d_{\text{в}}$  – корпус внутреннего диаметра, мм (для циклонного ПУ = 1 850 мм);

$R_{\text{в}}$  – радиус кривизны в вершине эллиптического днища, мм (равный  $d_{\text{в}}$ );

$\varphi$  – коэффициент прочности сварного шва ( $\varphi = 0,9$ );

$\sigma_{\text{доп}}$  – допускаемое напряжение для стали 08Г 2С – (155 МПа);

$C$  – прибавка на коррозию к расчетной толщине стенки ( $C = 2$  мм);

$C_1 = 0,8$  мм и  $C'_1 = 0,9$  мм – прибавка на минусовый допуск;

$C_2 = 4,2$  мм – прибавка, которая учитывает утоньшение при штамповке днища.

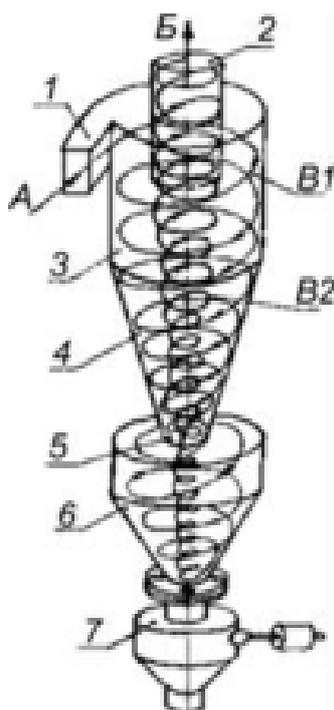
## 2.5 Расчет циклонной насадки

Циклоны используются для очистки газа при высоких давлениях. Поскольку у циклонов нет движущихся частей, надежность их работы достаточно высока.

### Принцип действия.

Принцип работы циклона основан на вращательном движении запыленного газа, в котором возникают центробежные силы, которые воздействуют на частицы пыли, направляя их к стенкам циклона.

Газы в циклонах очищаются с помощью двух винтообразных вихревых потоков, внешнего и внутреннего, схема представлена на рисунке 2. Диаметр внешнего вихря равен диаметру корпуса циклона, а диаметр внутреннего – диаметру выхлопной трубы.



1 – входной патрубок;  
 2 – труба выхлопная; 3 – корпус циклона; 4 – конус; 5 – отверстие пылевывпускное; 6 – бункер; 7 – затвор.

Рисунок 2.2 –  
 Принципиальная  
 схема циклона

Внешний вихрь движется вниз, затем поворачивается и преобразуется во внутренний вихрь, а затем начинает подниматься вверх.

В этот момент, когда внешний вихрь поворачивается на 180°, возникают силы инерции, которые удаляют собранную пыль со стенок циклона в бункер.

Производительность по газу в рабочих условиях при максимальной нагрузке, м<sup>3</sup>/с:

$$q_p = \frac{Q_n \times P_0 \times T_p \times Z}{86400 \times P_p \times T_0 \times Z_0}, \quad (2.8)$$

$$q_p = \frac{82,19 \times 10^6 \times 0,1013 \times 283 \times 0,872}{86400 \times 5,5 \times 273 \times 0,997} = 15,88, \text{ м}^3/\text{с},$$

где –  $P_p$  и  $T_p$  – соответственно рабочие давление и температура, 5,5 МПа и 283°К;

$P_0$  и  $T_0$  – соответственно давление 0,1013 МПа и температура 273°К;

$Z_0$  и  $Z$  – соответственно коэффициенты сжимаемости абсолютной и относительной в соответствии с номограммой П 1,  $Z_0 = 0,997$ ,  $Z = 0,872$

Допустимая условная скорость потока газа в циклоне, принимается от 2,2 до 3,5 м/с.

Примем  $W_{ц} = 3,5$  м/с.

Расчетная площадь, м<sup>2</sup>:

$$F = \frac{q_p}{W_{ц}}, \quad (2.9)$$

$$F = \frac{15,88}{3,5} = 4,57, \text{ м}^2.$$

Количество циклонных элементов конструктивно принимается  $n = 5$ .

Диаметр циклонного элемента, м:

$$d_{ц} = 1,13 \sqrt{F/n}, \quad (2.10)$$

$$d_{ц} = 1,13 \sqrt{4,57/5} = 1,08, \text{ м}.$$

Принимаем  $d_{ц} = 1,08$  м.

Действительная скорость потока газа в циклоне, м/с:

$$W_{\text{ц}} = \frac{q_p}{0,785 \times d_{\text{ц}}^2 \times n}, \quad (2.11)$$

$$W_{\text{ц}} = \frac{15,88}{0,785 \times 1,08^2 \times 5} = 3,47, \text{ м/с.}$$

Действительная скорость в пределах допустимой.

## 2.6 Расчет штуцеров входа и выхода газа, отвода жидкости

Этот расчет используется для определения проектных размеров штуцеров проектируемого аппарата. В зависимости от скорости потока очищаемого газа и его скорости, для обеспечения заданной очищающей способности необходимо определить оптимальный диаметр отверстия впускного и выпускного трубопроводов очищаемого газа.

Допустимая скорость газа в дросселе  $W_{\Gamma}$  рекомендуется в пределах 7 – 2 – 5 м/с. Принимаем  $W_{\Gamma} = 15$  м/с. Диаметр штуцера на входе и выходе газа, м:

$$d_{\Gamma} = 1,13 \sqrt{q_p / W_{\Gamma}}, \quad (2.12)$$

$$d_{\Gamma} = 1,13 \sqrt{15,88 / 15} = 1,16 .$$

Принимаем  $d_{\Gamma} = 1,20$  м.

Действительная скорость газа в штуцере, м/с:

$$W_{\Gamma} = \frac{q_p}{0,785 \times d_{\Gamma}^2}, \quad (2.13)$$

$$W_{\Gamma} = \frac{15,88}{0,785 \times 1,20^2} = 14,05, \text{ м/с.}$$

Фактическая скорость в допустимых пределах.

Для удаления из пылеуловителя основного количества конденсата, пластовой и конденсационной воды, полученного при очистке газового потока, мы рассчитываем оптимальный диаметр штуцера на основе расхода жидкости и его скорости.

Объемный расход уловленной жидкости, м/с:

$$q_p = \frac{n \times Q \times 10^{-3}}{86400 \times \rho_{\text{ж}}}, \quad (2.14)$$

$$q_p = \frac{5 \times 82190000 \times 10^{-3}}{86400 \times 700} = 0,0068, \text{ м}^3.$$

Скорость жидкости (принимаем)  $W_{\text{ж}} = 1$  м/с

Диаметр штуцера отвода уловленной жидкости, м:

$$d_{\text{ж}} = 1,13 \sqrt{q_p / W_{\text{ж}}}, \quad (2.15)$$

$$d_{\text{ж}} = 1,13 \sqrt{0,0068 / 0,1} = 0,2946, \text{ м/с.}$$

Принимаем  $d_{\text{ж}} = 75$  мм по ГОСТ 8732 – 70.

Диаметр штуцера отвода механических примесей принимаем  $d_{\text{мп}} = 159$  мм по ГОСТ 8732 – 87.

## 2.7 Расчет гидравлического сопротивления пылеуловителя

Целью гидравлического расчета является определение величины сопротивления, вносимого пылеуловителем в систему технологической очистки газа, и определение необходимой скорости движения газа для эффективной очистки.

Гидравлический расчет пылеуловителя заключается в определении его локального сопротивления.

Гидравлическое сопротивление пылеуловителя является одной из его основных характеристик. Это, наряду с расходом очищаемого газа, определяет эффективность его очистки.

Для расчета приняты следующие коэффициенты [4]:

- Коэффициент на влияние диаметра циклона  $K_1 = 0,95 - 1,0$ .
- Поправочный коэффициент на влияние запыленности:  $K_2 = 0,85 - 0,93$ .
- Коэффициент сопротивления циклонов  $\xi_{\text{ц}} = 115 - 155$ .
- Зависимость коэффициента сопротивления циклона от его диаметра

и концентрации пыли определяется:

$$\xi = K_1 \times K_2 \times \xi_{\text{ц}} = 0,95 \times 0,85 \times 115 = 92,8625. \quad (2.16)$$

- Коэффициент, учитывающий групповую компоновку  $K_3 = 60$ .
- Коэффициент сопротивления группового циклона:

$$\xi_{\text{гр.ц}} = K_3 + \xi = 60 + 92,8625 = 152,8625. \quad (2.17)$$

- Коэффициент сопротивления штуцера выхода  $\xi_{\text{вых}} = 0,5$ .
- Плотность газа при рабочих условиях:

$$\rho_p = \frac{\rho_n \times P_p \times T_0 \times Z_0}{P_0 \times T_p \times Z}, \quad (2.18)$$

$$\rho_p = \frac{0,732 \times 5,5 \times 273 \times 0,997}{0,1013 \times 283 \times 0,872} = 43,8348, \text{ кг/м}^3,$$

где –  $P_0, P_{\text{вх}}$  – соответственно атмосферное и рабочее (входное) давление, Мпа;

$T_{\text{н}}, T_{\text{вх}}$  – соответственно нормальная температура и рабочая, °К;

$Z$  – коэффициенты сжимаемости,  $Z = 0,872$ ;  $Z_0 = 0,997$ ;

$\rho_{\text{н}}$  – плотность газа в нормальных условиях,  $0,732 \text{ кг/м}^3$ .

Гидравлическое сопротивление пылеуловителя, МПа:

$$\Delta P_1 = \left( 0,81 \times \frac{\xi_{\text{гр.ц}} \times \rho_{\text{н}} \times q_p^2}{d_{\text{ц}}^4 \times n^2} + 0,5 \times \frac{W_{\text{г}}^2 \times \rho_p}{2} \right) \times 10^{-6}, \quad (2.19)$$

$$\Delta P_1 = 1,06 \times \left( 0,81 \times \frac{152,8625 \times 43,8348 \times 15,88^2}{1,08^2 \times 5^2} + 0,5 \times \frac{14,05^2 \times 43,8348}{2} \right) \times 10^{-6} = 0,0521, \text{ МПа.}$$

– Коэффициент гидравлического сопротивления отвода на  $90^\circ$ :  $\xi_{90} = 0,3$ .

– Коэффициент трения:  $\xi_{\text{тр}} = 0,03$ .

– Гидравлическое сопротивление трех колен подводного трубопровода определяется по:

$$\Delta P_2 = \left( n \times \xi_{90} + \frac{L}{d_r} \times \xi_{\text{тр}} \right) \times \frac{W_{\text{г}}^2 \times \rho_p}{2} \times 10^{-6}, \quad (2.20)$$

$$\Delta P_2 = \left( 6 \times 0,3 + \frac{10}{1,20} \times 0,03 \right) \times \frac{14,05^2 \times 43,8348}{2} \times 10^{-6} = 0,0088, \text{ МПа.}$$

Суммарное гидравлическое сопротивление пылеуловителя, МПа:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_1 + \Delta P_2, \quad (2.21)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,0521 + 0,0088 = 0,0609, \text{ МПа.}$$

В результате проведенного расчета оборудования для очистки газа от механических примесей подобран пылеуловитель марки ГП 426.00.000.

Параметры циклонного пылеуловителя:

- диаметр – 3250 мм;
- высота – 9300 мм;
- производительность – 15 млн.  $\text{м}^3$ /сут;
- рабочее давление – 5,5 МПа;
- количество циклонов – 5 шт;
- диаметр циклона – 600 мм;
- эффективность очистки – 80%;
- удельные металл затраты – 1533 кг/млн.  $\text{м}^3$ ;
- масса – 23000 кг;
- толщина днища – 43 мм;
- толщина стенки – 39 мм;

– материал сталь – 09Г2С.

Количество пылеуловителей согласно расчета принято 6 шт. Такое количество обеспечивает необходимую очистку добываемого газа в заданном количестве (82,19 млн. м<sup>3</sup>/год).

## 2.8 Оборудование для осушки газа

Выбор оборудования для сушки газа осуществляется по методике, описанной в [1] и [3]

Газ, поступающий из скважины, насыщается влагой в жидкой и паровой фазе. Жидкая фаза извлекается с использованием сепараторов различных конструкций. Содержание водяного пара снижается на установках осушки газа. Если качество осушки низкое, влага может конденсироваться в трубопроводе и образовывать кристаллогидраты. В результате пропускная способность газопровода уменьшается.

Схема установки для осушки газа приведена на рисунке 2.3.

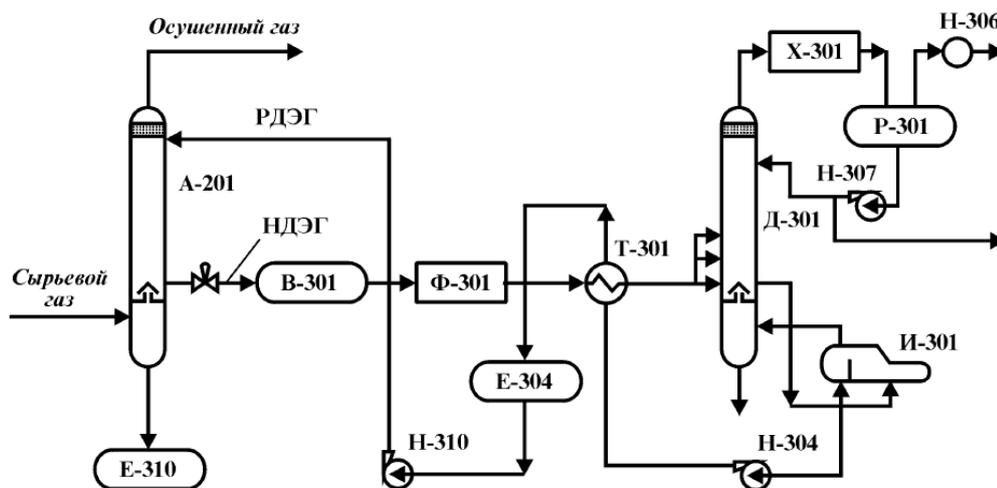


Рисунок 2.3 – Расчетная схема установки осушки газа

А–201 – колонна диаметром 1,6 м., высота 16 м, имеет 3 секции: сепарационную, массообменную и секцию улавливания гликоля.

Концентрация воды в: РДЭГ – 1,4–1,8 %; НДЭГ – 5 – 7 %;

Расход газа – 1,2 – 1,3 млн. м<sup>3</sup>/ч (проектные – 3 млн. м<sup>3</sup>/ч)

Подача РДЭГ – 4 кг/млн. м<sup>3</sup>

Точка росы по влаге – (-18) – (-22) °С

В проектируемой установке адсорбционной осушки устанавливаем 4 – адсорбера.

Цикл осушки газа состоит из трех этапов:

- 1 – адсорбция (продолжительность 12 часов);
- 2 – регенерация адсорбента (продолжительность 4 часа);
- 3 – охлаждения адсорбента (продолжительность 2 часа).

Исходные данные для расчета принимаем из пункта – 2.8 и 2.11 ПЗ:

- цикл работы для осушки – 12 часов;
- плотность природного газа равна – 0,732 кг/м<sup>3</sup>;
- количество поступающего на осушку газа – 82,19 млн., м<sup>3</sup>/сут;
- температура газа – 10°С;
- абсолютное давление газа – 5,4 , МПа;
- требуемая точка росы осушенного газа – минус 10°С;
- абсорбент – диэтиленгликоль;
- производительность абсорбера  $Q_{абс}$  – 12700000 , м<sup>3</sup>/сут:

Определяем количество абсорберов:

$$n_0 = \frac{Q}{Q_{абс}}, \quad (2.22)$$

где  $Q$  – количество поступающего на осушку газа, м<sup>3</sup>/сут,

$Q_{абс}$  – производительность абсорбера, м<sup>3</sup>/сут.

$$n_0 = \frac{82190000}{12700000} = 6,4716.$$

Принимаем  $n = 7$ .

Фактическая пропускная способность абсорбера.

$$Q_{абс} = \frac{Q}{n} = \frac{82190000}{7} = 11741428, \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (2.23)$$

Определяем количество изъятной влаги.

Влагосодержание газа определяется по формуле:

$$U = \frac{A}{P} + B, \quad (2.24)$$

где значения  $A$  и  $B$  принимаем по приложению А [1] на входе в абсорбер.

$$U_1 = \frac{9,39}{5,4} + 0,0696 = 1,8084, \text{ г}/\text{м}^3,$$

на выходе из абсорбера

$$U_2 = \frac{3,77}{5,4} + 0,014 = 0,7121, \text{ г}/\text{м}^3.$$

Изменение влагосодержания газа:

$$\Delta U = U_1 - U_2, \quad (2.25)$$

$$\Delta U = 1,8084 - 0,7121 = 1,0963, \text{ г}/\text{м}^3.$$

Количество изъятной влаги:

$$U = Q_{\text{абс}} \times \Delta U, \quad (2.26)$$

$$U = 11741428 \times 1,0963 = 12872127,5164 \text{ г/сут} = 12874,1275 \text{ кг/сут} = 536,3386, \text{ кг/ч.}$$

Для достижения точки росы 263°К необходимо подать ДЭГ с концентрацией, на рисунок 2.4 показана зависимость точек росы газа  $X_1 = 0,935$ . Концентрация гликоля на выходе принимаем  $X_2 = 0,9$ . Расход ДЭГ составляет:

$$Q_{\text{ДЕГ}} = \frac{UX_2}{X_1 - X_2}, \quad (2.27)$$

где  $U$  – количество изъятого влаги, кг/ч

$X_1$  и  $X_2$  – значения концентрации гликоля.

$$Q_{\text{ДЕГ}} = \frac{536,3386 \times 0,9}{0,935 - 0,9} = 13791,564, \text{ кг/ч.}$$

На практике разность между концентрациями свежего и насыщенного растворов гликоля принимают равной 3 – 4%.

При этом устанавливают его расход не менее 25 л на 1 кг удаленной влаги.

В результате расчета подобрана установка для осушки добываемого газа со следующими техническими характеристиками:

- количества абсорберов – 4 шт.
- производительность одного абсорбера  $Q_{\text{абс}} = 12700000 \text{ м}^3/\text{сут}$ .
- абсорбент диэтиленгликоль
- расход диэтиленгликоля – 13791,564 кг/ч
- достигаемая точка росы – 263°К
- количество изымаемой влаги – 55,9 кг/ч

Данная установка обеспечивает осушку газа в необходимом количестве.

Диаграмма для нахождения зависимости точек росы газа приведена на рисунке 2.4.

УКПГ представляет собой комплекс технологических приспособлений предназначенные для осушки газа очистки его от механических примесей, жидкости, углекислого газа и сероводорода. Это не всегда самостоятельный комплекс довольно часто он входит в состав головных сооружений, трубопроводы, шлифы, УКПГ словом все что расположенный между скважинами и головным сооружениями составляет собой так называемую газосборную сеть основой которого является один или несколько газосборный коллекторов, трубопроводов в которые поступает добываемый на промысле газ.

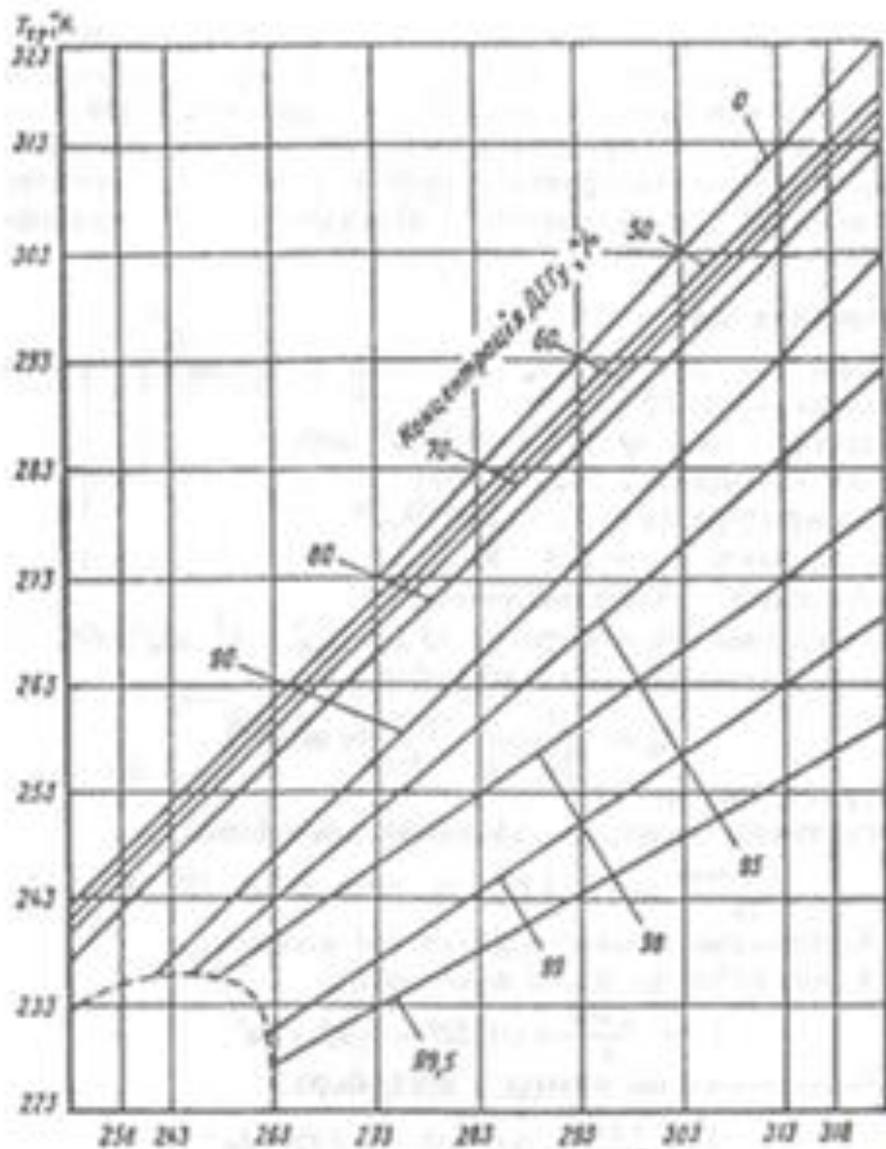


Рисунок 2.4 – Зависимость точек россы газа, уравновешенного с водным раствором ДЭГ

## 2.9 Оборудование для очистки газа от сероводорода

Схема очистки газа от сероводорода приведена на рисунке 2.5.

С газосборного коллектора газ поступает в главные головные сооружения где происходит окончательное подготовка его к транспорту до очистка глубокое охлаждения и очистка от углеводородного конденсата. Охлаждение производится в целях уменьшения объема газа для увеличения пропускной способности газопровода.

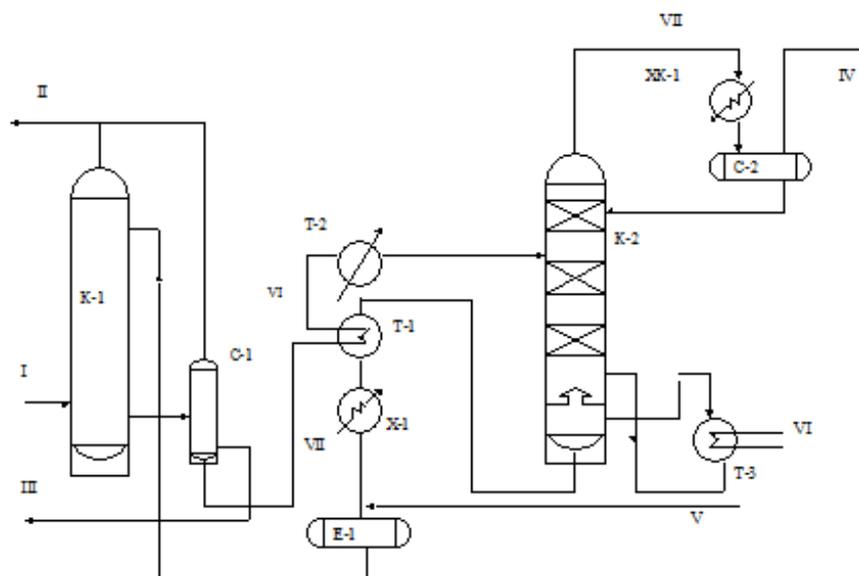


Рисунок 2.5 – Расчетная схема очистки газа от сероводорода

Исходные данные для расчета принимаем из пункта – 1.6 и 1.7 ПЗ:

Среда, которая очищается – природный газ.

Расход газа – 30 млрд. м<sup>3</sup>/год (сут = год/365 = 30x1000/365 = 82,19 млн. м<sup>3</sup>/сутки);

Температура газа – 283°K;

Рабочее давление газа – 5,4 МПа.

## 2.10 Расчет расхода моноэтаноламина

Большинство природных газов содержат примеси H<sub>2</sub>S. Сероводород является сильным корродирующим веществом. Ядовито, когда оно содержится в воздухе рабочей зоны в количестве более 0,2%, происходит потеря сознания и смерть; При более низких концентрациях, но при длительном воздействии на организм человека сероводород вызывает острое отравление.

Согласно нормам, допустимое содержание сероводорода в воздухе рабочей зоны не должно превышать 10 мг/м<sup>3</sup>, а в газе, используемом для бытовых нужд, должно быть выше 20 мг/м<sup>3</sup> (CO<sub>2</sub> до 2%).

Очистку газа из сероводорода производится водным раствором этанол-амин: моноэтаноламином (МЭА), диэтаноламином (ДЭА), триэтаноламином (ТЭА). В случае использования моноэтаноламина степень извлечения сероводорода из газа достигает 98%.

Расход моноэтаноламина на 1 млн. м<sup>3</sup> газа составляет 3 – 7 кг.

Принимаем расход моноэтаноламина 5 кг на 1 млн. м<sup>3</sup>.

Расход моноэтаноламина в этом случае составит:

$$q = Q \times 5, \quad (2.28)$$

где  $q$  – расход моноэтаноламина, кг/сут.

$Q$  – суточный расход газа через установку, млн., м<sup>3</sup>/сут.

$$q = 82,19 \times 5 = 410,95, \text{ кг/сут.}$$

## 2.11 Оборудование для одоризации газа

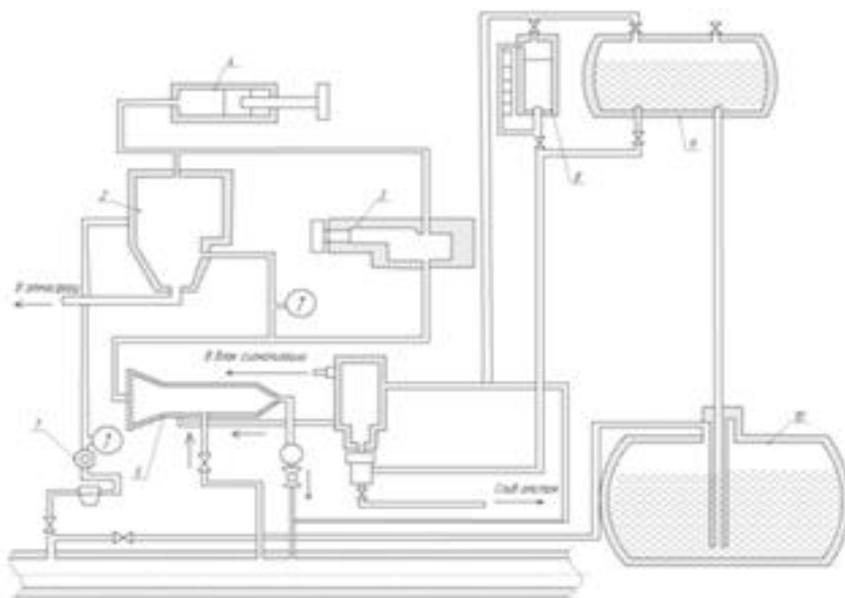
Одной из современных установок для одоризации является универсальный автоматический одоризатор УОГ – 1. В основном, они одорируют газ на головных сооружениях магистрального газопровода, но иногда только на газораспределительной станции (ГРС).

Расчет сделан согласно [1]

Исходные данные для расчета взяты из пункта – 1.6 и 1.7 ПЗ:

Средний расход газа на собственные нужды – 17000 м<sup>3</sup>/сут.

Схема установки для одоризации газа приведена на рисунке 2.6.



1 – редуктор давления питания; 2 – реле времени; 3 – клапан; 4 – регулируемая емкость; 5 – дозатор; 6 – поплавковая камера; 7 – фильтр одоранта; 8 – замерная емкость; 9 – расходная емкость; 10 – подземная емкость для хранения одоранта.

Рисунок 2.6 – Расчетная схема установки одоризации газа

Расход одоранта принимаем в количестве 16 г на 1000 м<sup>3</sup>.

Годовой расход одоранта составляет:

$$q_{\text{од}} = Q \times 16, \quad (2.29)$$

где  $q_{од}$  – годовой расход одоранта, т.

$Q$  – годовой расход одорируемого газа, млн.м<sup>3</sup>.

$q_{од} = 148920 \times 16 = 2,382$ , т.

### **3 Технологическая часть**

Проектная работа, основа которой является проектирование УКПГ на примере Сенманской газоносной залежи Уренгойского месторождения. На основе фактических данных в работе было спроектировано оборудование для подготовки добываемого на Сенманской залежи газа к дальнейшей транспортировке по магистральным газопроводам.

В расчетной части работы были рассчитаны: технологическая схема циклонного пылеуловителя, технологический расчет абсорбционной колонны для осушки добываемого природного газа, технологический расчет оборудования для очистки добываемого природного газа от сероводорода (H<sub>2</sub>S) и углекислого газа (CO<sub>2</sub>), а также технологическая схема для одоризации транспортируемого газа.

УКПГ представляет собой комплекс технологических приспособлений предназначенные для осушки газа очистки его от механических примесей, жидкости, углекислого газа и сероводорода. Это не всегда самостоятельный комплекс довольно часто он входит в состав головных сооружений, трубопроводы, шлифы, УКПГ словом все что расположенный между скважинами и головным сооружениями составляет собой так называемую газосборную сеть основой которого является один или несколько газосборный коллекторов, трубопроводов в которые поступает добываемый на промысле газ.

#### **3.1 Очистка газа от механических примесей**

Механические примеси и конденсат, содержащиеся в природном газе, способствуют преждевременному износу трубопроводов, рабочих колес, нагнетателей, клапанов. В результате надежность и эффективность газотранспортной системы в целом значительно снижаются.

Чтобы предотвратить этот негативный фактор, необходимо ввести в систему системы очистки газа от твердых и жидких примесей.

Предусмотрена очистка газа, одноступенчатая – в пылеуловителях на промыслах. В соответствии с ОНТП-51-1-85 вторая ступень очистки газа

предусмотрена в фильтрационных сепараторах, установленных на компрессорных станциях.

Оборудование блока подготовки газа нагревается, чтобы предотвратить замерзание жидкости.

Количество установленных газоочистных устройств определяется характеристиками производителя, поэтому, если одно из устройств отключено, нагрузка на оставшихся в работе находится в пределах их максимальной производительности, а когда все устройства вводятся в эксплуатацию, они не выходят за установленные пределы их минимальной производительности. В нашем проекте, согласно расчетам, принято 6 аппаратов.

Для того, чтобы равномерно распределить потоки газа между отдельными устройствами, в работе предусмотрены петли впускного и выпускного трубопроводов каждой ступени очистки. На каждом этапе очистки мы обеспечиваем измерение потери давления.

Чтобы отключить аппарат газоочистного агрегата от общего коллектора, установлены запорные клапаны (ручные краны с червячным редуктором).

САУЖ (система автоматического удаления жидкости) обеспечивает удаление скопившегося конденсата из дренажного коллектора до соответствующей емкости в автоматическом режиме при достижении уровня жидкости в дренажном коллекторе.

Остаточная запыленность газа на выходе из очистного сооружения не превышает значения  $1 \text{ мг/м}^3$ ; присутствие капельной влаги в газе на выходе из установки не допускается.

Разработанный циклонный пылеуловитель, схема которого показана на рисунке 2.1, представляет собой цилиндрический аппарат, установленный вертикально. Внутри аппарата предусмотрено установка пяти циклонов. Пылеуловитель состоит из трех технологических секций:

- 1 – секция распределения поступающего газа;
- 2 – секция очистки газа;
- 3 – секция сбора жидкости и механических примесей.

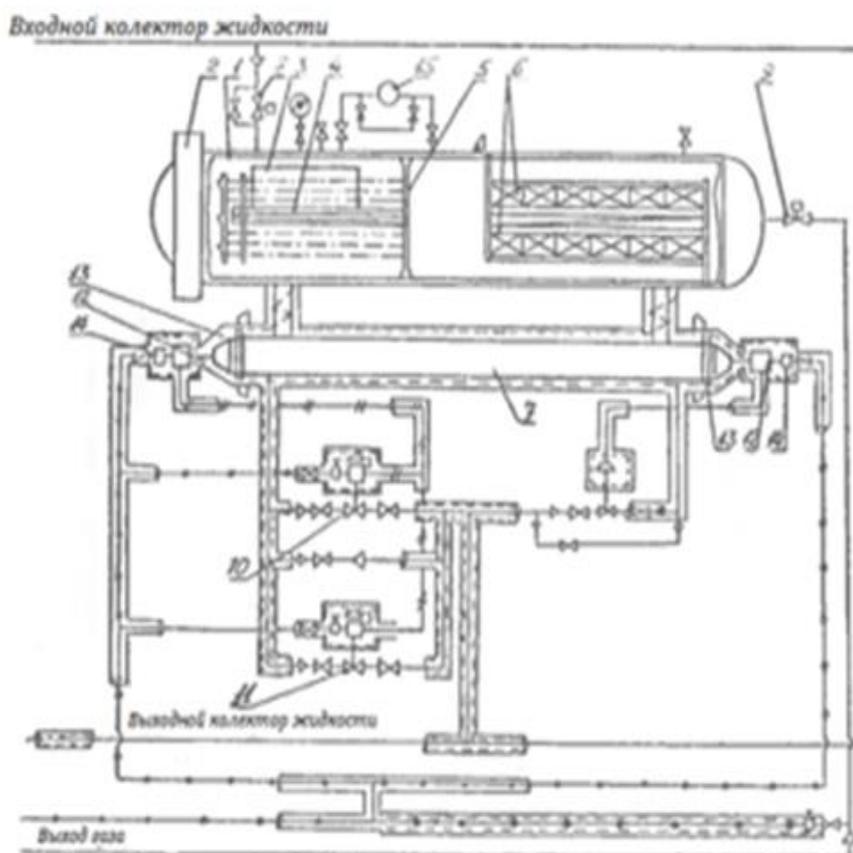
Очищаемый газ проходит через боковой патрубок, которое прикреплено к циклонам. Циклоны имеют форму звезды.

Принципиальная схемы циклона показана на рисунке 2.2. Падение и осаждение влаги и механических примесей происходит за счет центробежной силы. После этого отделенные частицы автоматически удаляются из аппарата

через дренажный штуцер. Поток крутится в циклонах по типу "улиточному" типу. Эффективность очистки газа в этом случае составляет 86 – 97%.

Влагосодержание газов существенно влияет на качество их очистки. Из-за повышенного содержания влаги и конденсата эффективность циклонных пылеуловителей значительно ухудшается. Это связано с осаждением липкой массы (пыли и конденсата) в проточных секциях аппарата.

Фильтр – сепаратор "СМР" (Франция) предназначен для удаления жидких и механических примесей из потока технологического газа, схема представлена на рисунке 3.1.



1 – фильтр сепаратор; 2 – быстродействующий затвор; 3 – отбойный козырек; 4 – фильтрующие элементы; 5 – перегородка; 6 – отделитель тумана; 7 – конденсатосборник; 8 – шаровой кран входной; 9 – шаровой кран входной; 10, 11 – клапан Ф1"; 12 – регулятор уровня Ф4"; 13 – показатель уровня; 14 – регулятор Ф1/4"; 15 – показатель дифференциального давления.

Рисунок 3.1 – Фильтр – сепаратор "СМР"

Сепаратор состоит из двух секций: секции для удаления механических примесей и секции для улавливания жидкости, разделенных глухой перегородкой; имеет две дренажные трубы, жестко соединенные с

конденсатосборником.

Коллектор конденсата разделен глухой перегородкой на два отсека: для приема жидкости и механических примесей, которые затем выводятся через автоматическую дренажную систему.

Работа сепаратора заключается в следующем: газ через впускное отверстие (8) и отбойный козырек (3) поступает в секцию фильтра (4), где газ очищается от механических примесей. Затем через перфорированные отверстия в корпусе фильтрующих картриджей газ поступает во вторую секцию.

В секции (6) сепаратора тумано-отделителя, которая присутствует в транспортируемом газе в виде мелкой пыли, улавливается сетчатыми пакетами, коагулируется и стекает через дренажную трубу в сборник конденсата (7). Для обеспечения стабильной работы зимой сепаратор оснащен электрическим подогревом нижней части аппарата, приемом конденсата и его контрольно-измерительными приборами" [30].

В результате расчета для спроектированной установки был выбран пылеуловитель ГП – 426.00.000. Расчетное количество установленных пылеуловителей – 6 шт.

### **3.2 Осушка добываемого газа**

Абсорбция (от латинского означает – абсорбировать) – поглощение вещества из газовой смеси жидкостями. Скорость поглощения зависит от того, насколько концентрация поглощаемого газа (водяного пара) в газовой смеси превышает концентрацию этого компонента над раствором. Адсорбция улучшается с увеличением давления и понижением температуры. Абсорбция осуществляется на абсорбционных установках, основным аппаратом которых является поглотитель абсорбер.

Абсорбер – массообменная пузырьковая колонна, снабженная тарелками с круглыми или желобчатой колпачками, или S-образными элементами, обеспечивающими постоянный уровень жидкости на тарелке. Влажный газ поступает в секцию скруббера, которая расположена в нижней части колонны, где отделяется капельная влага. Гликоль, движущийся в направлении потока газа, подается на верхнюю тарелку. Перемещаясь вниз по тарелкам, раствор гликоля удаляет влагу из газа и после насыщения сбрасывается для регенерации из нижней части колонны [30].

Осушенный газ поступает в верхнюю секцию скруббера, где происходит отделение капель вынесенного раствора, и поступает в газопровод через верх колонны. После стадии осушки природного газа гликоли используются после прохождения процесса регенерации. Насыщенный гликоль представленный на рисунке 2.3, выходящий из абсорбера, проходя через первый теплообменник, нагревается теплом горячего абсорбера, который выходит из нижней части десорбера и поступает в устройство выветривания, в котором газы абсорбируются в адсорбере. Схема работы адсорбера представлена на рисунке 1.7. После этого раствор гликоля через второй теплообменник поступает в десорбер для регенерации.

Десорбер – массообменная колонна насадочного или тарельчатого типа. Когда диаметр колонны достигает 600 мм, десорбер заполняется насадкой, выше 600 мм – оборудуют 14 – 18 – колпачковыми тарелками. Жидкость впрыскивается в середину колонны. Тепло подается в нижнюю часть колонны с помощью выносного испарителя (ребойлера), где носитель нагревается керосиновым нагревателем или водяным паром. Вверх десорбером подают орошение – конденсат водяного пара, выделяющийся при регенерации растворов. Десорберы рассчитываются графически или аналитически с использованием метода Крейсера.

Выветривание обеспечивает нормальный поток жидкости от контактора через теплообменники к десорберу. Выветриватели установлены между первым и вторым теплообменниками. Теплообменник – это устройство, в котором происходит теплообмен между двумя или более теплоносителями. На установках малой мощности для газа используются теплообменники конструкции "труба в трубе", а на установках большой мощности – кожухотрубчатые теплообменники.

В результате расчетов была выбрана установка для осушки полученного газа в количестве  $\tau_{\text{абсорбера}}$  с общим расходом ДЭГ 13791,564 кг/час. Схема осушки газа приведена на рисунке 2.3.

Неуглеводородные вещества водород  $H_2$ , сероводород  $H_2S$ , углекислый газ  $CO_2$ , азот  $N_2$  и гелий. В недрах газ может находиться в газовом состоянии в виде отдельных скоплений называемыми газовыми залежами или в виде газовой шапки в нефтегазовых месторождениях либо в растворенном виде в нефти, либо в воде. А также природный газ может находиться в недрах в виде газогидратов. Для добычи газа из недр земли бурят скважину глубиной до 7 км. В зависимости

от залегания газоносного пласта. По мере бурения скважину для укрепления ее стенок опускается труба обсадная колонна, а по его окончании производится тампонаж, изолирования продуктивного пласта от выше лежащих слоев. Тампонаж производится путем заполнения зазора между обсадной колонны и стенками скважины водонепроницаемым материалом глиной или цементом. Когда скважина готова буровая установка убирается, а на его место устанавливается фонтанная арматура. Фонтанная арматура – это конструкция из клапанов и задвижек на головке обсадной колонны через которую и осуществляется отбор газа из скважины. На одном месторождении располагается не одна скважина как иногда принято думать, а достаточно большое их количество. Фонтанная арматура каждой скважины соединена трубопроводом с установкой КПП. УКПП представляет собой комплекс технологических приспособлений предназначенные для осушки газа очистки его от механических примесей, жидкости, углекислого газа и сероводорода. Это не всегда самостоятельный комплекс довольно часто он входит в состав головных сооружений, трубопроводы, шлифы, УКПП словом все что расположенный между скважинами и головным сооружениями составляет собой так называемую газосборную сеть основой которого является один или несколько газосборный коллекторов, трубопроводов в которые поступает добываемый на промысле газ. С газосборного коллектора газ поступает в главные головные сооружения где происходит окончательное подготовка его к транспорту до очистка глубокое охлаждения и очистка от углеводородного конденсата.

### **3.3 Очистка газа от сероводорода и углекислого газа**

Этот процесс осуществляется совместимой очисткой этанола – заменяемых компонентов, которые являются поглотителями  $H_2S$  и  $CO_2$ . В качестве компонентов используются водные растворы моноэтаноламина (МЭА), диэтаноламина (ДЭА) и триэтаноламина (ТЭА). Это вещества немного тяжелее воды с температурой кипения при давлении 0,1 МПа соответственно, МЭА – 455°К, ДЭА – 541°К, ТЭА – 550°К. На рисунке 2.5 приведена схема очистки газа от  $H_2S$  и  $CO_2$  используя МЭА. Очищаемый газ поступает в абсорбер (2). Регенерированный раствор этаноламина, который поглощает  $H_2S$  и  $CO_2$  из газа, подается противотоком к потоку газа.

Продукты взаимодействия этаноламина с  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  через теплообменник (6) поступают в испарительную колонну (9). После дополнительного нагревания паровым нагревателем (8) при температуре –  $373^\circ\text{K}$  происходит регенерация этаноламина с выделением  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ , которые поступают в холодильник (5) для охлаждения и в сепаратор (12) для распределения к газам и конденсату. Газы поступают на дальнейшую переработку для получения серы и серной кислоты. Регенерированный раствор этаноламина закачивается (7) в абсорбер через теплообменник (6) и холодильник (5).

Этаноламиновый раствор не разъедает сталь и железо. Степень очистки достигает – 98% и выше. Раствор легко восстанавливается. Потребление воды и электроэнергии незначительно.

Совершенствование технологических процессов очистки природных газов от  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  связано с разработкой ряда месторождений, содержащих примеси в виде сероводорода и меркаптанов и требуют тонкой очистки природных газов от соединений серы.

Одним из методов очистки газа от органической серы является процесс адсорбции с использованием цеолитов максимальной марки, которые показали поглотительную и механическую стабильность.

На основе исследований, проведенных ВНИИГАЗом, предложен технологический процесс очистки природного газа от меркаптанов путем физического поглощения с использованием трибутилфосфата в качестве поглотителя.

Результаты исследований показали, что очистка обеспечивается до остаточного содержания меркаптановой серы в очищаемом газе  $50 - 80 \text{ мг/м}^3$  [30].

На опытной установке был опробован метод выделения меркаптанов конденсатом путем щелочной обработки. В этом случае была получена экспериментальная партия одоранта, которая по своим характеристикам одоризации в 1,35 раза эффективнее синтетического этилмеркаптана, который используется в газовой промышленности.

Применяемые методы очистки природного газа от сероводорода основаны на использовании нового абсорбента соединений серы, состоящего из смеси гликолей и их сложных эфиров, и ранее были предложены и успешно внедрены в газовой промышленности для осушки без – диоксида серы.

Методы обработки этаноламина, которые используются в промышленности, одновременно с  $\text{H}_2\text{S}$  практически полностью удаляют  $\text{H}_2\text{S}$  и

CO<sub>2</sub>. Неселективность этих способов приводит к увеличению расхода абсорбента и снижению эффективности производства серы и кислых газов.

В настоящее время используется процесс очистки газа от сероводорода, которому присвоено название "Кемсвит" – неорганическое соединение цинка.

Обязательным условием эффективной очистки газа является его влажность. Очистка газа от сероводорода производится в цилиндрическом контакторе, в нижнюю часть которого подается газ. В делителях поток рассеивается на маленькие пузырьки, которые проходят через слой суспензии с поглотителем. Затем очищающий газ проходит через уловитель для влаги и отводится через трубу в верхней части колонны. Такие установки обеспечивают надежную очистку газа H<sub>2</sub>S до 0,0081 мг/м<sup>3</sup>, что соответствует требованиям качества газа.

В результате расчетов была выбрана установка для очистки добываемого газа с расходом моноэтаноламина 410,95 кг/сутки.

По мере прохождения газа по газопроводу давление его снижается из-за потерь на трения от стенки трубы и отбора газа потребителями. Эти потери давления восполняется через каждые 100 – 150 км. Специальных сооружений МГ компрессорных станциях. КС состоит из одного или нескольких компрессорных цехов. Каждый цех поднимает давление в своей нитке газопровода и включает в себя узел подключения, систему очистки газа, несколько газоперекачивающих агрегатов ГПА и систему охлаждения газа АВО. На компрессорных станциях газоперекачивающие агрегаты приставлены в блочных комплектной компоновке, то есть поставлялись в виде блоков и контейнеров в максимальной заводской готовности блок боксов что упрощает транспортировку и существенно сокращает затраты времени и материальных ресурсов на монтаж.

### **3.4 Одорирование природного газа**

Очищенный природный газ не имеет цвета и запаха, поэтому, чтобы обнаружить его утечку, газ предварительно одорируют (добавляются специальные вещества, которые имеют сильный специфический запах). В качестве одорантов использованы вещества, содержащие меркаптановую основу. Этилмеркаптан C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH используется наиболее часто. Среднегодовая норма расхода этилмеркаптана для одоризации природного газа составляет 16 г на 1000 м<sup>3</sup> газа.

Для ввода одоранта в газопровод используются в основном два типа установок –барботажную и капельную.

В работе для дальнейшего использования выбрана установка УОГ – 1. Схема этой установки представлена на рисунке 2.6.

Технические данные одоризатора УОГ – 1 согласно [19] приведены ниже.

- Рабочее давление в газопроводе, кгс/см<sup>2</sup> 2 часа 12мин;
- Производительность по одоранту, см<sup>3</sup>/ч 57 часа 31мин;
- Перепад давления на диафрагме, соответствующий максимальному расходу газа, кгс/см<sup>2</sup> Не более 0,6
- Погрешность одоризатора, % ±10
- Циклы в минуту 2 часа 5мин;
- Температура воздуха, °С – 40, +50
- Расход газа на питание системы управления, м<sup>3</sup>/ч 1
- Размеры (без емкостей для одоранта), мм 165×150×800
- Масса, 63 кг.

Далее так как природный газ не имеет запаха к нему в блоке добавляют тот самый запах газа, который мы чувствуем во время утечки.

## **2.5 Принцип работы спроектированного оборудования по подготовке газа к транспорту**

Структурная схема оборудования представлена на рисунке 1.5.

Газ из скважины поступает в пылеуловитель, чтобы очистить его от механических примесей и конденсата. Отделенный конденсат через дренажные трубопроводы поступает в дренажный коллектор, а затем сбрасывается в специальную емкость. Расчет и принцип работы пылесборника представлены в пунктах – 2.1 и 3.1 ПЗ.

После очистки газ поступает в блок осушки, где его сушат до заданной точки росы  $T = 263^{\circ}\text{K}$ . Используемый при этом диэтиленгликоль поступает в регенерацию. Расчет и принцип работы блока осушки представлены в пунктах – 2.8 и 3.2 ПЗ.

Проходя через абсорберы, осушенный газ поступает в установку очистки от сероводорода, где из него удаляются примеси  $\text{H}_2\text{SCO}_2$ . Расчет и принцип работы установки представлены в пунктах – 2.9 и 3.3 ПЗ.

В будущем газ поступает в газопроводмагистральный для его транспортировки конечным потребителям.

После прохождения установки очистки сероводорода часть газа поступает на промышленную газораспределительную станцию, чтобы подготовить газ для собственных нужд предприятия. На ГРС газ проходит одоризацию на установке УОГ – 1. Расчет работы установки одоризации и принцип ее работы представлены в пунктах – 2.11 и 3.4 ПЗ.

ГРС основное ее назначения подача газа потребителям, сначала газ очищается от механических и жидких примесей для этого применяется различные конструкции ПУ, газо-сепараторов и фильтров. В данном случае ПУ далее газ нагревается в подогревателях чтобы исключить возможность обмерзания оборудования и образования кристаллогидратов при дальнейшем снижении его давления. Потом в узле редуцирования его давления снижается до рабочего в сетях потребителей и поддерживается на заданном уровне. Узел редуцирования состоит минимум из двух линий редуцирования, одна из которых находится в работе, а вторая в резерве. Линии редуцирования представляет собой трубопровод автоматическим регулятором давления и запорной арматурой в данном случае пневмоприводным краном. Основной элемент редуцирования автоматический регулятор давления он поддерживает давления на выходе ГРС постоянным не зависимо от входного давления и расхода газа потребителями. Потом газ проходя через сужающее устройство газ учитывается измерительным комплексом в узле замеров. Вычислители определяют и регистрируют объем и расход газа, подаваемого потребителям.

## Заключение (Conclusion)

В работе была рассмотрена установка комплексной подготовки природного газа для дальнейшей транспортировки по магистральным газопроводам, расположенных на Сеномонской залежи Уренгойского газоконденсатного месторождения. Целью работы является расчет технологических оборудования, для очистки добываемого природного газа от механических примесей и содержащихся в ней влаги, чтобы обеспечить хорошую транспортировку по магистральным газопроводам, на основании фактических базовых данных для установки комплексной подготовки газа, на примере Сеноманской газоносной залежи Уренгойского месторождения. Изучена геолого-геофизическая и краткая история проведенных работ района.

В работе были рассчитаны: технологическая схема циклонного пылеуловителя, технологический расчет абсорбционной колонны для осушки добываемого природного газа, технологический расчет оборудования для очистки добываемого природного газа от сероводорода ( $H_2S$ ) и углекислого газа ( $CO_2$ ), а также технологическая схема для одоризации транспортируемого газа.

Согласно проведенных расчетов для установки комплексной подготовки природного газа к транспорту было выбрано следующие установки:

1. установка для очистки газа от механических примесей циклонный ПУ ГП 426,00,000 6 шт.;
2. абсорбционная колонна для осушки природного газа с 7-ми колоннами расходом диэтиленгликоля в количестве 13791,564 кг/ч;
3. установка для очистки природного газа от сероводорода ( $H_2S$ ) и диоксида углерода ( $CO_2$ ) с расходом моноэтаноламина 410,95 кг/сут;
4. установка для одоризации транспортируемого газа с годовым расходом одоранта 2,382 т.

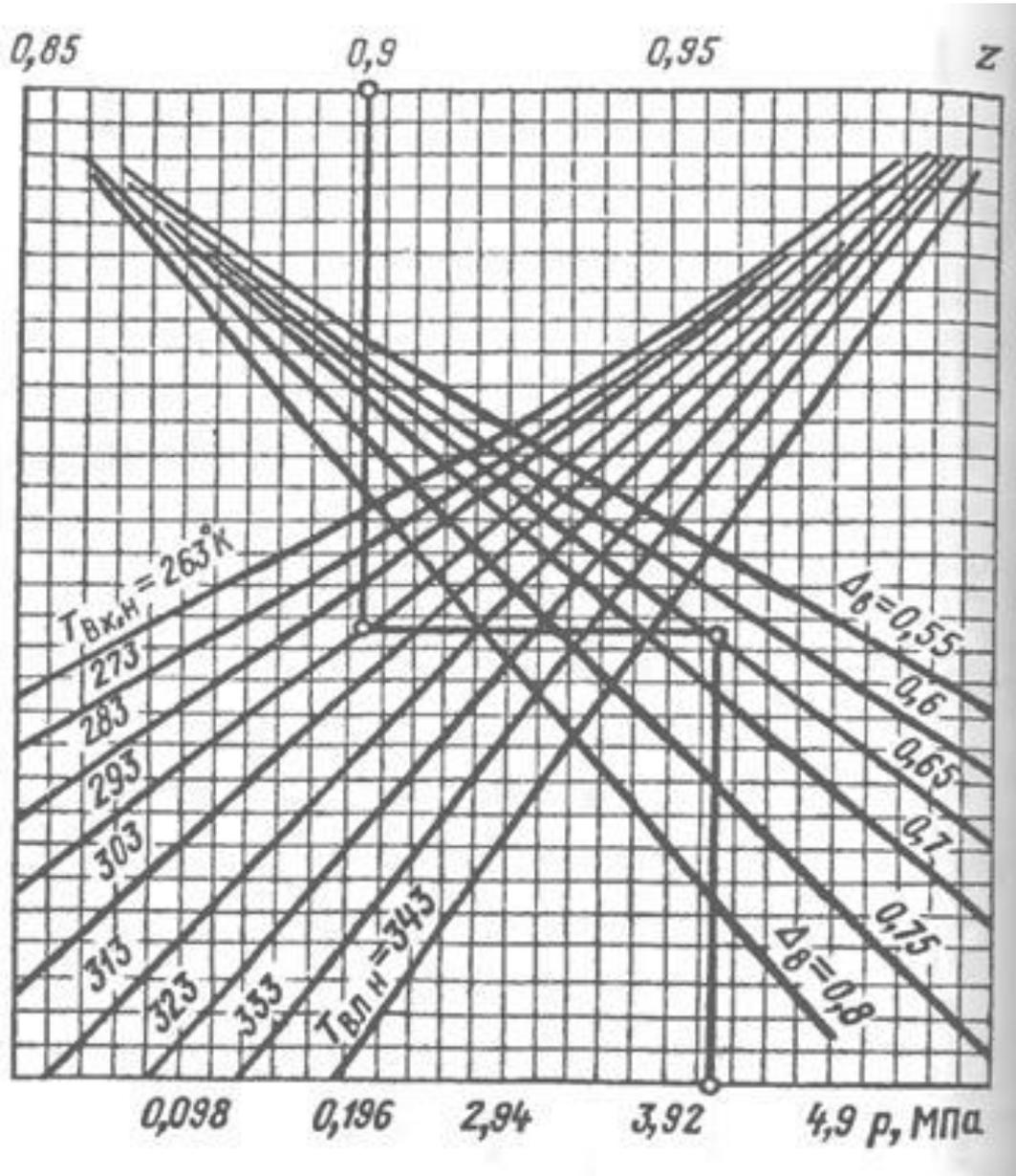
В технологической части работы приведены технологические схемы вышеперечисленных установок и оборудования с описанием их технологических процессов для Сеномонской газоносной залежи установки комплексной подготовки природного газа к транспорту.

## Список использованной литературы (References)

1. Розгонюк В.В., Хачикян Л.А., Гриль М.А., Удалов О.С., Никишин В.П. Справочник эксплуатационнику газонефтяного комплекса "РОСТОК" 1998 г. – 432 с.
2. Кудинов В. И. Основы нефтегазопромыслового дела, 2009. – 724 с.
3. Волков М.М., Михеева А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности Недра, 1989 г. – 26 с.
4. Гафарова З.Р. Учебно-методическое пособие по выполнению экономической части дипломных проектов, Уфа: УГНТУ, 2000. – 12 с.
5. Сарданашвили А. И., Львова А. И. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа, 1980. – 256 с.
6. Смидович Е. В. Технология переработки нефти и газа, 1990. – 368 с.
7. Сугак А., Сугак Е. Центробежные пылеуловители и классификаторы. Моделирование, расчет, проектирование, 2012. – 226 с.
8. Ионин А.А., Газоснабжение. Учебник для вузов. М. 1981г. – 5 с.
9. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в открытом акционерном обществе "Газпром". М.: "ИРЦ Газпром", 2000.
10. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 279 с.
11. Отчет по геологии и разработке Уренгойского НГКМ за 2003-г. Н. Уренгой, 2000. – 103 с.
12. ООО "Уренгойгазпром". Инструкция по охране труда для оператора по исследованию скважин. – г. Н. Уренгой, 2001. – 11 с.
13. Проект опытно-промышленной эксплуатации нижнемеловых отложений Уренгойского газоконденсатного месторождения – М., 1988. – 145 с.
14. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 596 с.

15. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. – 473 с.
16. Технический отчёт по работе оборудования систем осушки и подготовки газа УНГКМ за август 2003 г. – ООО "Уренгойгазпром", 2003. – 73 с.
17. [www.uralmash-ngo.com](http://www.uralmash-ngo.com)
18. [www.udmurtgaz.ru](http://www.udmurtgaz.ru)
19. [http://yaneuch.ru/cat\\_84/otchet-po-praktike](http://yaneuch.ru/cat_84/otchet-po-praktike)
20. Технологический регламент УКПГ – 13 ООО "Уренгойгазпром", 2003. – 195 с.
21. <http://tiu.ru/Monoetanolamin.html>
22. <http://elarum.ru/prices/>
23. Ромм В.М. Абсорбция газов. – М.: Химия, 1976. – 656 с.
24. [http://incoe1.com/uslugi/proizvoditelnyj\\_kontrol\\_i\\_monitoring/](http://incoe1.com/uslugi/proizvoditelnyj_kontrol_i_monitoring/)
25. Программа и методические указания к преддипломной практике для студентов специальности 130501 "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ" очной и заочной (базовый вуз и филиалы) форм обучения Тюмень 2005
26. Жидецкий В.Ц., Джигерей В.С., Мельников О.В. Основы охраны труда. – Львов: Афиша, 2000. – 350 с.
27. Методика оценки условий труда при аттестации рабочих мест по условиям труда. (<http://busel.org/texts/cat5kh/id5xweyuc.htm>)
28. Добыча, подготовка и транспорт природного газа. Справочное руководство в 2-х томах. Том I. Под ред. Коротаева Ю.П., Маргулова Р.Д. М.: Недра, 1984. – 360 с.
29. <https://westud.ru/>
30. <http://samzan.ru/>

## Приложение А



Номограмма для определения коэффициентов:

- сжимаемость по давлению  $P$ , МПа;
- температура  $T$ , °К;
- относительная плотность  $\Delta$ , кг/м<sup>3</sup>.

## Приложение Б

№ п/п	Параметр	Тип высушителя			
		ГП- 692.01.000	ГП- 426.00.000	ГП 144.00.000	ГП-105 мульти- цикл.
1	2	3	4	5	6
1	Производительность , млн м <sup>3</sup> /сут Р = 4 МПа Р = 5 МПа	— 5	15 —	— 20	— 6,4
2	Рабочее давление , МПа	5,5	5,5	7,5	3,92
3	Макс. давление , МПа				5,48
4	Эффективность очистки:				
	5—10	80	80	—	—
	10—20	95	—	95	—
	20—40	98	98	—	—
	40	100	100	—	—
5	Температура °С	от — 20 до 100			
6	Теплоноситель	вода с температурой 120 °С			
7	Количество циклонов	5	5	5	187
8	Рабочее давление теплоносителя, МПа	0,5	0,5	0,5	
9	Диаметр ПУ, мм	1200	1850	2000	1600
10	Диаметр циклона, мм	350	600	600	60
11	Габариты мм:				
	ширина	2240	3250	3500	—
	высота	5675	9300	9500	—
12	Удельные металлозатраты, кг/млн м <sup>3</sup>	1360	1533	1550	—
13	Масса, кг	6800	23 000	31 000	—

Параметры циклонных пылеуловителей