

Реферат

Дипломный проект содержит 136 с., 48 рисунков, 13 таблиц, 8 источников, 2 приложения.

Содержит следующие разделы: геологический, технологический, экономический, безопасности и экологичности проекта.

Ключевые слова: гидраты, шлейф, скважина, месторождение.

Геологическая часть включает сведения о месторождении, породах, газоносности, запасах газа, составе газа и конденсата, сведения об УКПГ.

В технологической части описаны условия образования газовых гидратов, проанализированы методы борьбы с ними, проведены расчеты газопромысловых шлейфов с целью определения возможных мест образования гидратов и необходимого количества ингибитора гидратообразования для предупреждения образования гидратов на расчетном участке.

В разделе экономики дан анализ технико-экономических показателей разработки месторождения и проведен расчет с целью снижения себестоимости добычи газа.

Содержание

Перечень сокращений, условных обозначений, терминов, единиц и символов

Введение

1. Геолого-промысловая характеристика Ямбургского
газоконденсатного месторождения

1.1 Орогидрографическая характеристика района

1.2 Краткая литолого-стратиграфическая характеристика разреза

1.3 Тектоника

1.4 Сеноманская залежь

1.5 Неокомские залежи

1.6 УКПГ – 5

1.7 Характеристика готовой продукции, исходного сырья и реагентов

1.7.1 Характеристика исходного сырья

1.7.2 Характеристика изготавливаемой продукции

1.7.3 Реагенты используемые в производстве

2. Состояние разработки сеноманской залежи Ямбургского ГКМ

3. Условия образования газовых гидратов

3.1 Влагосодержание природных газов

3.2 Состав и структура гидратов

3.3 Условия образования гидратов

3.4 Гидраты индивидуальных и природных углеводородных газов

3.5 Места образования гидратов

3.6 Образование гидратов в скважинах и способы их устранения

3.7 Образование гидратов в газопроводах

3.8 Температурный режим газопроводов

4. Предупреждение образования гидратов природных газов и борьба с ними

4.1 Ввод ингибиторов, используемых при ликвидации гидратных пробок

4.2 Ингибиторы для борьбы с образованием гидратов

4.2.1 Ввод метанола

4.2.2 Ввод электролитов

4.2.3 Ввод гликолей

4.3 Осушка газа

4.4 Предупреждение гидратообразования в системах промыслового сбора газа залежей Ямбургского ГКМ

4.5 Основные характеристики, влияющие на расход ингибиторов

4.6 Анализ возможности замены метанола на другие антигидратные реагенты на базе алифатических спиртов

5 Расчет расхода ингибитора на УКПГ - 5

5.1 Гидравлический и тепловой расчет шлейфов

5.2 Расчет количества ингибитора

6. Пути снижения затрат на добычу газа

6.1 Анализ основных технико-экономических показателей деятельности объекта за 1997 - 1998 год

6.2 Анализ себестоимости, прибыли и затрат на производство и реализацию товарной продукции за 1997-1998 год

6.2.1 Группировка затрат по статьям калькуляции

6.3 Расчет снижения затрат на добычу газа

6.3.1 Сравнение с фактическим потреблением метанола

6.3.2 Расчет снижения себестоимости добычи газа

7. Безопасность и экологичность проекта

7.1 Анализ опасностей, возникающих в процессе эксплуатации газопромыслового управления ЯГКМ

7.2 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению безопасности технических систем и технологических процессов

7.2.1 Токсичность применяемых в производстве веществ и методы обеспечения безопасности

7.2.2 Обеспечение пожарной безопасности

7.2.3 Электробезопасность

7.2.4 Защита обслуживающего персонала от высокого давления

7.2.5 Способы защиты объектов газового промысла, ценного и уникального оборудования

7.3 Эффективность природоохранных мероприятий, реализуемых на ЯГКМ

7.3.1 Мероприятия по предотвращению выбросов газа, разлива химреагентов

7.3.2 Утилизация отходов производства

Заключение

Список использованных источников

Перечень сокращений, условных обозначений, терминов, единиц и
СИМВОЛОВ

АВО - аппарат воздушного охлаждения
БТДА - турбодетандерные агрегаты
ГВК - газовойдяной контакт
ГКС - головная компрессорная станция
ГСМ - горюче-смазочные материалы
ГФУ - горизонтальное факельное устройство
ДКС - дожимная компрессорная станция
ДЭГ - диэтиленгликоль
ИТР - инженерно технические работники
КИПиА - контрольно-измерительные приборы и аппаратура
КУП - комбинированная установка пожаротушения
ЛВЖ - легковоспламеняющиеся жидкости
МФА - многофункциональный аппарат
НДЭГ - насыщенный (нерегенерированный) диэтиленгликоль
НКТ - насосно-компрессорные трубы
ППА - площадка переключающей арматуры
РДЭГ - регенерированный диэтиленгликоль
скв.- скважина
УКПГ - установка комплексной подготовки газа
ЯГКМ - Ямбургское газоконденсатное месторождение

Введение

На протяжении последних 20-ти лет основные объемы газодобычи России обеспечиваются развитием газопромысловых и газотранспортных систем севера Западной Сибири. Эта тенденция сохранится и в ближайшие четверть века, так как более 90 % доказанных запасов газа страны сосредоточено в этом регионе, причем основная часть этих запасов приурочена к сеноманским отложениям и имеет близкие значения как термогазодинамических характеристик залежей, так и фракционного состава пластовой продукции. Большая удаленность основной газодобывающей провинции от главных потребителей ее продукции, а также сложные геолого-промысловые и суровые климатические условия этого региона обусловили повышенные требования к кондиции товарного газа, которые нашли отражение в отраслевых стандартных образцах качества всех основных видов продукции газовой промышленности.

Ямбургское месторождение находится в эксплуатации более 10 лет и в настоящее время вступает в период падающей добычи с резким падением устьевого давления скважин. Поскольку первая очередь ДКС на промыслах Ямбургского месторождения расположена после системы осушки газа, то продолжающийся процесс падения пластового давления в залежи непосредственно отражается на эксплуатации установок подготовки газа.

Для сбора газа на УКПГ Ямбургского месторождения, согласно проекту обустройства, была принята коллекторно - кустовая схема. Скважины куста работают в единый газопровод - шлейф Ø 530 мм, при этом имеются как короткие (1 - 2 км), так и очень длинные шлейфы (до 12 км). Все шлейфы теплоизолированы пенополиуретановыми скорлупами толщиной 60 мм, теплоизоляция заключена в кожух из листового алюминия марки АД - 1. Параллельно газосборному шлейфу проложен метанолопровод Ø 57 мм. В начальный период разработки давление газа составляло 9,4 - 9,8 МПа при температуре 10 - 16 °С на устье скважин. Заметим, что температура начала

гидратообразования при этих давлениях составляет 12 - 13 °С следовательно, часть шлейфов (главным образом, длинные) работало в режиме гидратообразования.

Для обеспечения бесперебойной работы установок комплексной подготовки газа (УКПГ) необходима своевременная подача газа с кустов газовых скважин на установку, что осложнено образованием газовых гидратов в шлейфах газовых скважин. Для борьбы с отложением гидратов в условиях ЯГКМ используется раствор метанола подаваемый на устье скважин. В данном дипломном проекте проанализированы условия и места возможного возникновения гидратов и вычислено необходимое количество ингибитора гидратообразования для подачи на устье скважины для предотвращения выпадения гидратов.

1. Геолого-промысловая характеристика Ямбургского газоконденсатного месторождения

1.1 Орогидрографическая характеристика района

Ямбургское газоконденсатное месторождение расположено в заполярной части Западно-Сибирской равнины, на Тазовском полуострове. Характерной особенностью территории месторождения является большая заозерность и заболоченность, особенно в центральной его части, и суровость климата. Большинство озер имеют термокарстовое происхождение.

Среднегодовая температура минус $(24 - 26) ^\circ\text{C}$. Температура воздуха зимой достигает минус $59 ^\circ\text{C}$. Средняя летняя температура воздуха $6 - 9 ^\circ\text{C}$. Осадков выпадает $300 - 350$ мм в год, около 79% из них приходится на летнее время. Среднегодовая скорость ветра $5 - 7$ м/с, а максимальная превышает 40 м/с. Вскрываются реки ото льда в первой половине июня, ледостав начинается в октябре. В ноябре возможно безопасное передвижение гусеничного транспорта.

Суровые природно-климатические условия делают район труднодоступным для освоения. Основное население ханты, ненцы, русские и другие, плотность - 1 человек на 6 км^2 . Коренные жители занимаются оленеводством, пушным и рыбным промыслом. С развитием геологоразведочных работ население постоянно увеличивается за счет приезда из других районов.

Территория Ямбургского месторождения относится к южной части северной геокриологической зоны. Отличается почти повсеместным, сплошным распространением низкотемпературных многолетнемерзлых пород практически на всех геоморфологических условиях.

Преобладает сливающийся тип многолетней мерзлоты. Глубина слоя сезонного протаивания от $0,3$ до $1,5$ м. В пределах месторождения толщина мерзлых пород изменяется от 300 до 425 м. По криологической

характеристике многолетнемерзлая толща является многослойной и подразделяется на 3 этажа. В целом для подавляющей части многолетней толщи территории Ямбургского газоконденсатного месторождения свойственны слабобльдистые породы с массивной криоструктурой.

Территория, в пределах которой находится Ямбургское газоконденсатное месторождение, характеризуется сплошным развитием четвертичных отложений, являющихся потенциальным источником минерального строительного сырья. Разнозернистые пески и песчано-гравийные смеси успешно используются как высококачественные наполнители в бетоны. Установлена пригодность данных глин в качестве минерального сырья для изготовления кирпича, керамзитового гравия и высококачественных глинистых растворов для бурения скважин.

При обустройстве газового промысла могут быть использованы строительные материалы, проявление которых выявлены объединением “Аэрогеология”. Общие наиболее вероятные прогнозные запасы песчано-гравийной смеси - 65 млн. м³, а кирпично-керамзитовых глин - 225 млн. м³.

В 50 - 60 км на юго-восток от площади выявлено Хадуттинское месторождение строительного песка, прогнозные запасы которого выше 1 млрд. м³.

Территория Тазовского полуострова представляет собой слабовсхолмленную равнину с широко развитой сетью рек и ручьев. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 10 м в долинах рек до 60 - 70 м на водораздельных участках.

Возможности водоснабжения обусловлены наличием здесь поверхностных вод в реках, озерах и подземных вод в четвертичных отложениях, но наличие мощной толщи вечной мерзлоты затрудняет использование последних. Поверхностные источники на Ямбургском газоконденсатном месторождении представлены небольшими реками, хотя и многочисленными. Гидрологический режим не изучается. Но в естественном состоянии реки и озёра для централизованного водоснабжения не могут

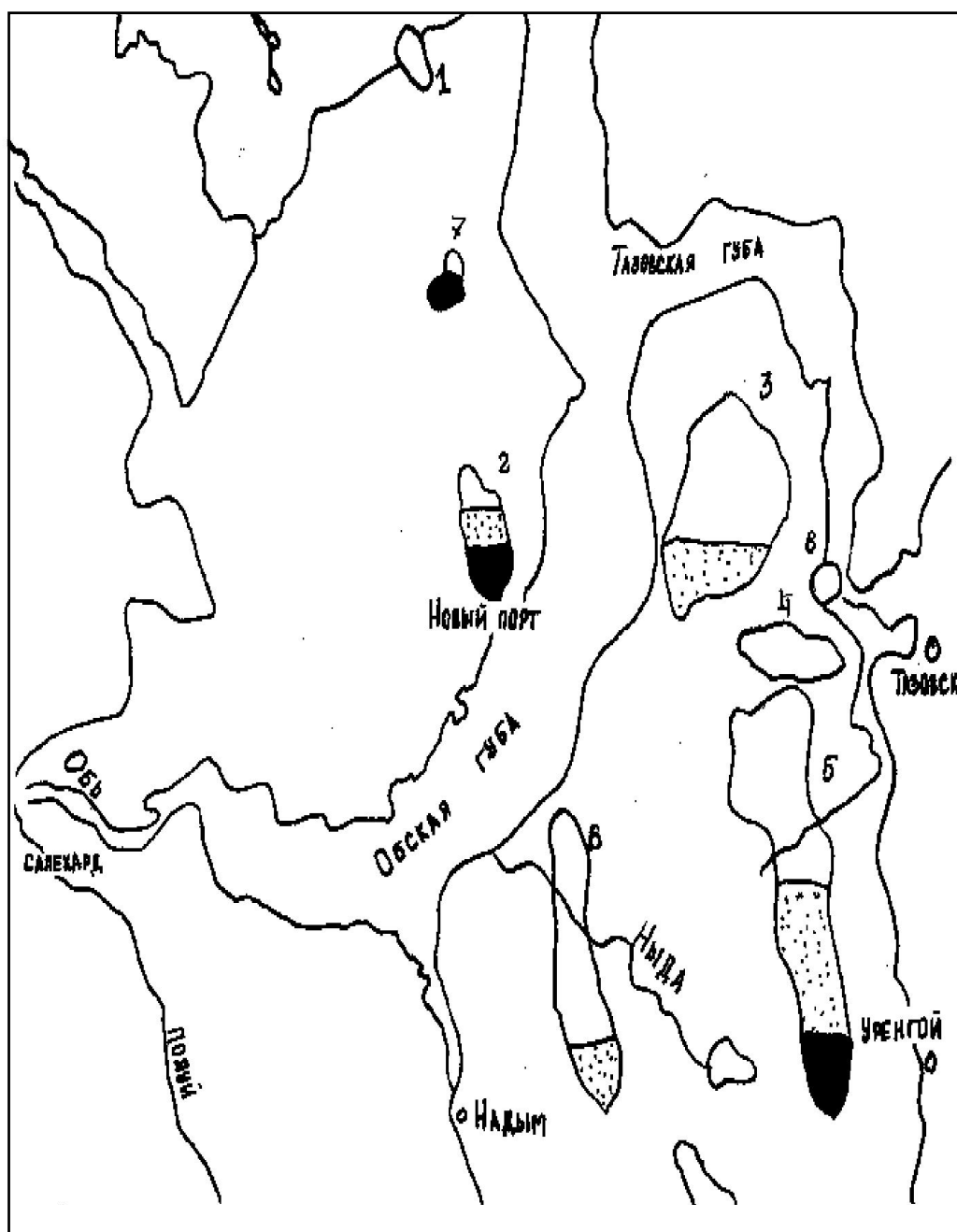
использоваться из-за промерзания их в зимний период. В качестве одного из ведущих вариантов использования вод должно являться создание искусственных водоемов глубиной не менее 5 - 6 м, что исключит их возможное промерзание. Реальными источниками могут являться таликовые зоны в долинах рек (например, р. Таб-Яха). Подземные воды в виду их высокой минерализации (10 - 35 г/л) должны рассматриваться в качестве одного из источников водоснабжения.

Месторождение открыто в 1963 г. Тюменским геологическим управлением. Первая поисковая скважина № 2 заложена в 1969 г. в присводовой части поднятия. При испытании сеноманских отложений в интервале 1167 - 1184 м был получен фонтан природного газа дебитом 2015 тыс. м³/сут. С 1969 по 1973 гг. на месторождении была пробурена 21 скважина. Выявлены залежи газоконденсата в трех пластах (БУ 3/1, БУ 4/1-3, БУ 8/3). Дебиты газа достигали 611,11 тыс.м³/сут. на 20,0 мм диафрагме.

Разрез осадочных пород вскрыт до глубины 3550 м и представлен отложениями меловой, палеогеновой и четвертичной систем. В нижнемеловых отложениях выделяются мегионская (валанжин), вартовская (верхний валанжин-баррем) и покурская (сеноман) свиты. В 1973 - 1977 гг. продолжалась доразведка сеноманской залежи. За этот период на площади были пробурены 7 скважин, а также одна глубокая скважина № 102 для изучения неокомских отложений. Бурением этих скважин было уточнено строение сеноманской залежи в северном и северо-восточном направлениях, а также подтверждено продолжение залежи в юго-западном направлении (скважины № 28, 31).

Промышленная разработка Ямбургского газоконденсатного месторождения связана с сеноманскими и валанжин-барремскими отложениями. [3]

Обзорная карта района показана на рисунке 1.1.



Условные обозначения :

- | | | |
|----------------------------|--------------------------|------------------|
| — нефть; | — газ; | — газоконденсат; |
| 1. - Арктическое; | 5. - Уренгойское; | |
| 2. - Новопортовское; | 6. - Медвежье; | |
| 3. - Ямбургское; | 7. - Средне - чушевское; | |
| 4. - Северо - Уренгойское; | 8. - Ориаровское. | |

Рисунок 1.1 - Обзорная карта района

1.2 Краткая литолого-стратиграфическая характеристика разреза

На Ямбургском месторождении максимальная толщина осадочных пород, вскрытая скважиной № 113, достигает 3650 м и представлена отложениями меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Породы доюрского фундамента скважинами не вскрыты, предполагаемая глубина их залегания составляет

6 - 7 км. Охарактеризованность керновым материалом неравномерна.

Юрская система:

На Ямбургском месторождении скв. 113 вскрыты лишь верхнеюрские отложения (баженовская и абалакская свиты, толщины которых 75 м и 30 м соответственно).

Литологическая свита сложена неравномерным чередованием аргиллитов темно-серых, почти черных, плотных, крепких; алевролитов от серых до темно-серых, крепко сцементированных и песчаников серых, крепких, кремисто-глинистых, реже известковых.

Меловая система (нижний мел):

В нижнемеловых отложениях выделяются: мегионская, вартовская свиты в составе нижнего отдела, покурская, кузнецовская, березовская и ганькинская в составе верхнего отдела.

Мегионская свита (барриас - нижневаланжинские ярусы) представлена неравномерным чередованием песчано-алевролитовых и глинистых пород. Песчаники серые, светло-серые, глинистые, иногда известковистые, полимиктовые. Песчано-алевролитовым пластам присвоены индексы БУ12, БУ11. В скважине № 112 получены незначительные притоки газа, что позволяет предполагать здесь небольшую залежь углеводородов. Вскрытая толщина отложений 332 м.

Вартовская свита (верхний валанжин - готтерив - баррем) подразделяется на три подсвиты - нижнюю, среднюю и верхнюю. В составе нижней подсвиты прослеживаются отдельные монолитные песчаные пласты,

с которыми связаны залежи углеводородов (пласты БУ¹₃-БУ³₉).

Всего в составе нижней подсвиты (верхний валанжин - готтерив) 15 подсчетных объектов.

В барремской части наблюдается более частое переслаивание песчано-алевролитовых и глинистых пород.

Песчаники светло-серые, прослоями карбонатные, часто слоистые содержат тонкорассеянный углистый детрит, иногда линзочки углей. Алевролиты аналогичного состава, часто глинистые. Аргиллиты более темные, плотные, прослоями алевролитовые с линзами известняка и сидерита.

Толщина вартовской свиты изменяется от 670 до 1247 м.

Покурская свита (апт-альб-сеноман). Отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами, представлены неравномерным переслаиванием алевролитово-песчаных и глинистых пластов различной толщины, в чередовании которых трудно выявить какие-либо закономерности. большей частью пласты плохо следятся и отсутствуют выдержанные глинистые перемычки. Для всех разностей характерно наличие обильного растительного детрита. Толщина свиты 826 - 897 м.

Верхний мел:

Кузнецовская свита (туронский ярус) представлена глинами темно-серыми с зеленоватым оттенком, аргиллитоподобными, в нижней части битуминозными, с включениями остатков фауны.

Толщина отложений 24 - 88 м.

Березовская свита (коньяк – сантон - кампанский ярусы) подразделяется на две подсвиты. Нижнеберезовская подсвита сложена глинами темно-серыми, опоковидными с маломощными прослоями алевролитов и песчаников кварц-полевошпатового состава.

Верхнеберезовская подсвита представлена переслаиванием серых алевролитов глинистых и глин алевристых прослоями слабоопоковидных.

Толщина березовской свиты 255 - 448 м.

Ганькинская свита завершает разрез меловых отложений. Свита

сложена опоковидными глинами серыми с зеленоватым оттенком.

Толщина отложений 204 - 322 м.

Палеогеновая система:

Отложения полиогеновой системы подразделяются на тибейсалинскую (палеоцен) и люлинворскую (эоцен) свиты.

Тибейсалинская свита делится на две: нижнюю, преимущественно глинистую с прослойками алевролитов темно-серых, разнотернистых и верхнюю - песчаную с прослоями глин.

Толщина свиты 226-274 м.

Люлинворская свита представлена опоковидными глинами серыми, участками алевролитами.

Толщина свиты 153 м.

Четвертичная система:

На размывтой поверхности палеогеновых отложений залегают отложения четвертичной системы и представлены песками, глинами, супесями с суглинками. Породы содержат включения растительных остатков.

Толщина до 145 м. [3]

1.3 Тектоника

Ямбургское газоконденсатное месторождение приурочено к крупному Ямбургскому мегавалу, в пределах которого выделяются Ямбургское куполовидное поднятие и харвутинский вал. Строение Ямбургского куполовидного поднятия изучено по опорным отражающим горизонтам («Г», «М», «В», «Б») и данным бурения. По кровле отражающего горизонта «Б» (верхняя юра) Ямбургское поднятие имеет субширотное простирание на западе и оконтуривается сейсмоизогипсой минус 4100 м, а на востоке северо-восточное простирание.

Размеры поднятия 47 км амплитуда около 300 м. Оно осложнено двумя локальными поднятиями - Ямбургским и Анеряхским. Южнее и восточнее

Ямбургского куполовидного поднятия расположены Южно-Ямбургское и Восточно-Ямбургское локальные поднятия, отделённые от него небольшими прогибами.

Особенностью рассматриваемой структуры II порядка является некоторое смещение структурных планов верхних отражающих горизонтов, включая «В»

(пласты $БУ^1_5...БУ_7$) относительно нижележащих горизонтов, « B^1_1 », « B_2 », « B^1_2 » (пласты $БУ^0_8...БУ_{11}$). Это явление обусловлено интенсивным накоплением осадков на западе поднятия за счет бокового заполнения бассейна седиментации осадками шельфовых пластов $БУ^0_8...БУ_{11}$ и появлением здесь дополнительно клиноформно залегающего пласта $БУ^4_8$, соответствующего отражающему горизонту « B^1_1 ». Отмеченное увеличение толщин пластов к западу приводит к смещению свода поднятия по группе пластов $БУ^1_9...БУ_{11}$ в восточном направлении. Особенно сильные изменения конфигурации структуры захватывают район западнее линии скв. 134, 130, 110, 124, 146, 107, 144, где распространен пласт $БУ^4_8$, образующий клиноформное тело между пластами $БУ^3_8$ и $БУ^1_9$.

По кровле фундамента отражающий горизонт «А» представляет собой положительную структуру огромных размеров, резко выраженную в разрезе. Одной из особенностей геологического строения Ямбургской структуры является наличие в нижней части его разреза дизъюнктивных дислокаций. Дизъюнктивы прослеживаются преимущественно в доюрском разрезе платформенного чехла, хотя не исключено проникновение отдельных и в меловые отложения. [3]

1.4 Сеноманская залежь

Сеноманская залежь газа контролируется природным фактором - наличием высокоамплитудной ловушки, перекрытой мощной (500 - 800 м) толщей турон-датских глин, которая служит надежной крышкой залежи.

Залежь подстилается пластовой водой по всей площади ее распространения и является субмассивной. Литологически резервуар представлен сложным неравномерным переслаиванием песчаных, алевритовых и глинистых пород, со значительным преобладанием коллекторов. Песчано-алевритовые породы в газонасыщенной части сеноманской продуктивной толщи составляют 41,9 - 85,3 %.

Толщины проницаемых пород колеблются от 0,4 до 18,8 м; глинистых - от 0,4 до 31,4 м. Коллекторами газа являются пески, песчаники, крупнозернистые алевриты. Наибольшее распространение имеют крупнозернистые разности алевритов. Для песчано-алевритовых пород характерна самая разнообразная слоистость, отсортированность пород средняя. По гранулометрическому составу в коллекторах преобладают мелко-псаммитовая и крупноалевритовая фракции. Содержание обломочного материала в коллекторах изменяется от 60 до 95 %. По составу обломочный материал, в основном, представлен аркозовыми разностями, реже присутствуют полевошпато-кварцевые. В целом породообразующие минералы представлены кварцем (40 %), полевыми шпатами (25 - 45 %), слюдой (до 10 %), обломками других пород (5 - 10 %).

Количество цемента в песчано-алевритовых породах изменяется от 10 до 20 % в слабосцементированных разностях, до 25 - 35 % в более плотных. По составу цемент в основном представлен глинистым веществом, каолинитом и монтмориллонитом. Породы-коллекторы разделяются между собой плотными породами, представленными, в основном, глинами, реже известняками и плотными песчаниками и алевритами с базальным карбонатным цементом.

Средневзвешенная по толщине пористость изменяется от 23 до 33 %. Коэффициент газонасыщенности - 0,74.

По химическому составу газ сеномана аналогичен газу сеноманских залежей других месторождений севера Западной Сибири. Газ сухой, метановый (метан - 93,4 - 99,2 %). Содержание гомологов метана 0,1 - 0,2 %.

Конденсата не обнаружено. Сероводород отсутствует. Содержание примесей: азот - 0,41 - 2,26 %; углекислый газ - 0,04 - 1,17 %; аргон - 0,01 - 0,03 %; гелий - 0,08 - 0,019 %; водород - 0,27 %. Относительная плотность газа по воздуху - 0,562. Среднее значение теплотворной способности - 7898 кДж/м³. Среднекритическое давление - 4,63 МПа. Среднекритическая температура - 190,49 К. [3]

1.5 Неокомские залежи

В нижнемеловом разрезе ЯГКМ установлена газоносность 15 продуктивных пластов, образующих 23 залежи. В баррем-готтеривской части разреза 8 пластов, в валанжинской 7 пластов, залегающих на глубине 2525 - 3317 м. Почти все залежи частично или полностью экранированные, с краевыми водами. Продуктивные отложения характеризуются сложным геологическим строением, значительной фациальной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств как по площади, так и по разрезу и развитием отдельных литологически ограниченных ловушек. Проектом разработки выделено два эксплуатационных объекта.

Первый объект включает залежи пластов БУ³₁, БУ³₂, БУ⁴₂, БУ⁵₁, БУ⁵₃, расположенных только в сводовой части в зоне УКПГ – 3в. По подсчету эффективных газонасыщенных толщин первого объекта наибольшую значимость имеют толщины пласта БУ³₁. Суммарные толщины по объекту колеблются от 6,8 до 34,6 м, а в зоне размещения эксплуатационных скважин составляет 8,0 - 33,8 м. Для первого объекта коэффициент абсолютной проницаемости изменяется от 3,210 до 132,710 мкм², коэффициент открытой пористости от 4,7 до 17,0 %. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 3,4 до 34,2 м.

По II эксплуатационному объекту установлены следующие закономерности. В зоне УКПГ-3в все пласты характеризуются литологическим замещением в западном направлении. Пласты БУ⁶₂, БУ⁹₁,

БУ⁶₃, БУ⁸₀ в этой зоне в песчаных фракциях развиты в зонах единичных кустов, а в пластах БУ⁷ и БУ⁹₃ проницаемые пропластки полностью отсутствуют. Наилучшими толщами в этой зоне характеризуется пласт БУ⁸₃ со значением 14,0 - 19,4 м. Пласт БУ⁸₁₋₂ отличается значительной изменчивостью толщин от 4,0 до 15,0 м. Наибольшей толщины прослой в пласте приурочены к нижней части. Пласт БУ⁶₁ в проницаемых прослоях встречается во всех кустах и имеет толщину 1,0 - 4,0 м.

Для II объекта коэффициенты абсолютной проницаемости, открытой пористости и эффективная газоносная толщина равны, соответственно, $0,64 \cdot 10^{-9}$ - $372,5 \cdot 10^{-9}$ м²; 3,23 - 13,85 %; 1,2 - 64,8 м. По II- ому объекту отмечено чередование полосообразных зон с повышенным (район скважин 112 -118, 105 - 101 и 112 - 135) и пониженным значением эффективных газонасыщенных толщин.

В зоне УКПГ - 1в в пластах БУ⁶₂, БУ⁹₂ и БУ⁹₃ проницаемые газонасыщенные прослой полностью отсутствуют, а в пластах БУ⁶₁, БУ⁶₃ и БУ⁷ они встречаются спорадически. В этой зоне суммарная наибольшая газонасыщенная толщина колеблется от 18 до 64 м. Установлено изменение толщины от центральной зоны УКПГ к периферии.

Зона УКПГ-2в приурочена к восточному погружению. В этой зоне пласт БУ⁶ заглинизирован, БУ⁶₂ и БУ⁷ встречаются спорадически в песчаных фракциях. Наибольшим развитием характеризуются проницаемые пропластки в пластах БУ⁸₀, БУ⁸₁₋₂, БУ⁸₂, БУ⁹₁, БУ⁹₂, и БУ⁹₃. Наибольшие толщины характерны для пласта БУ⁸₃. Суммарная эффективная газонасыщенная толщина составляет, в зоне кустов УКПГ - 2в, 16 - 18 м, реже 50 м.

Пористость коллекторов продуктивных пластов колеблется в пределах 6,8 - 15,9 %, проницаемость от $0,01 \cdot 10^{-8}$ до $14,1 \cdot 10^{-8}$ м². Начальные пластовые давления составляют по пласту БУ³₁ - 33,14 МПа. Средние пластовые температуры изменяются от 71 °С в кровле комплекса до 90 °С в его подошвенной части.

Нижнемеловые продуктивные пласты представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Покрышками служат пласты глин, имеющие на геофизических кривых все характерные для глин признаки. Отмечается тенденция улучшения коллекторских свойств вверх по разрезу.

Важной особенностью всех продуктивных пластов является песчанистость с большими изменениями по некоторым пластам, что является благоприятной предпосылкой для образования литологически ограниченных залежей.

Результатами газогидродинамических исследований скважин, вскрывших нижнемеловые продуктивные отложения, установлены:

- значительная неоднородность фильтрационных параметров продуктивных пластов как по площади, так и по разрезу;
- относительно низкая продуктивная характеристика большинства вскрытых объектов (рабочие дебиты при исследовании не превышали 60 - 80 тыс. м³/сут.).

Для залежей I объекта пластовые давления составляют 26,26 - 27,42 МПа, пластовая температура 76 - 80 °С, глубина залегания 2710 - 3317 м.

Наибольшие запасы газа приурочены к пластам БУ³ (I объект) и БУ⁸₁₋₂ (II объект) и составляют, соответственно 86 и 50 % от суммарных запасов газа эксплуатационных объектов по категории С₁.

Второй эксплуатационный объект характеризуется более высокими запасами газа, но имеет худшую продуктивную характеристику (см. таблицу 1.1).

Продуктивная характеристика скважин изменяется как по разрезу нижнемелового продуктивного комплекса, так и по площади газоносности в пределах отдельных залежей, изменяясь к их своду.

По данным бурения скважин выделена резкая литографическая изменчивость пластов в периферийных северных и южных участках структуры месторождения, где получены незначительные дебиты газа (30 - 40 тыс. м³/сут) при высоких депрессиях на пласт. При исследовании

разведочных скважин дебиты газа изменялись от десятков до сотен тысяч кубических метров в сутки при депрессиях на пласт до 20 МПа и более. Максимальный дебит газа (768 тыс. м³/сут.) получен в скважине № 1 при исследовании пласта БУ⁷ при депрессии на пласт 5,95 МПа, в остальных скважинах рабочие дебиты при исследовании составляли 200 - 400 тыс. м³/сут при депрессии на пласт 15 - 20 МПа.

Абсолютно свободный дебит газа колеблется от нескольких десятков до 600 тыс. м³/сут.

По основной залежи пласта БУ⁸₃ отмечена самая низкая продуктивная характеристика. Дебиты газа по ней при депрессии на пласт 7 - 9 МПа составляют 40 - 90 тыс.м³/сут.

Газ глубоких продуктивных горизонтов отличается от состава газа сеноманских отложений. Для него характерен следующий химический состав (в объемных процентах): метан 88,64 - 93,59 %, этан 1,32 - 4,85 %, пропан 0,22 - 2,66 %, бутан 0,05 - 1,48 %, пентан 0,08 - 0,55 %. Содержание азота 0,36 - 2,45 %, углекислого газа 0,04 - 2,40 %. Содержание инертных газов (гелия, аргона) в сумме не превышает 0,05 %, водорода 0,01 - 0,02 %. Относительный удельный вес газа 0,60 - 0,65. Низшая теплотворная способность изменяется от 8520 до 7420 Дж.

Таблица 1.1 - Геолого-физическая характеристика эксплуатационных объектов

Параметры	Эксплуатационный объект	
	I	II
Запасы, млрд. м ³		
Категория C1	162,3	852,6
Категория C1 + C2	174,5	1224,6
Запасы конденсата, млн. т		
Категория C1	25,200	132,397
Категория C1 + C2	27,100	190,100
Пластовое давление, МПа	26,20	29,29...31,34
Пластовая температура, К	343	349...353
Относительная плотность	0,661	0,627...0,643

пластового газа		
Средняя глубина, м	2700	3000...3150
Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений		
A, сут/(МПа) тыс. м ³	0,39	0,90·10 ⁻²
B ,(сут/(МПа) тыс. м ³) ²	0,06·10 ⁻²	0,25·10 ⁻²

Начальное содержание в пластовом газе гептана и вышекипящих (в расчете на 1 м³ газа сепарации) изменяется от 140 до 167 г/м³. Среднее потенциальное содержание конденсата в пластовом газе по оценке ВНИИГаза составляет 150 г/м³.

В процессе разработки средний начальный рабочий дебит скважин по отдельным объектам принят равным 288 - 458 тыс. м³/сут. при средней депрессии на пласт 6,5 - 9,0 МПа. Скважины эксплуатируются на режиме постоянной депрессии на пласт. Через два года после ввода месторождения в разработку достигается проектный уровень годовой добычи пластового и отсепарированного газа в объеме, соответственно, 21 и 20 млрд. м³/год. Максимальный годовой уровень добычи стабильного конденсата составляет 2,743 млн.т. (сырого конденсата - 3,65 млн. т). Дебит средней скважины составит 144 тыс. м³/сут., изменяясь в пределах 95 - 178 тыс.м³/сут., при рабочем давлении 2,3 - 3,3 МПа. Для обеспечения проектной добычи газа потребуется пробурить 622 эксплуатационные скважины с учетом 30 % резерва.

1.6 УКПГ – 5

Товарной продукцией УКПГ-5 является очищенный и осушенный газ в соответствии с ОСТ 51.40-93.

Согласно принятой схеме, газ от кустов скважин по газопроводам-шлейфам подается на УКПГ, где проходит узлы входа шлейфов (ППА) и через систему коллекторов поступает на дожимную компрессорную станцию. На ДКС предусмотрена очистка газа от механических примесей и капельной

жидкости, компримирование газа, охлаждение компримированного газа. После ДКС газ с давлением 62-75 МПа поступает на установку подготовки газа УКПГ.

Подготовка газа осуществляется по схеме гликолевой осушки в абсорберах с последующим охлаждением до температуры минус 2 °С. Осушка газа производится на девяти технологических линиях пропускной способностью

10 млн.м³/сут.

Восстановление осушителя - на вакуумных установках огневой регенерации мощностью 60 м³/ч по ДЭГУ.

Круглогодичное охлаждение газа до температуры минус 2 °С осуществляется с помощью АВО газа и турбодетандерных агрегатов БТДА 10 - 13 производительностью 10 млн.м³/сут.

В состав УКПГ входят следующие основные объекты и узлы:

- пункт переключающей арматуры;
- обводной коллектор ГО;
- узел подключения ДКС к УКПГ;
- технологический корпус осушки газа;
- установка АВО газа;
- КТП АВО газа;
- технологический корпус регенерации ДЭГа и метанола;
- установка печей огневого подогрева ДЭГа;
- установка подогрева теплоносителя;
- РВС (резервуары водоснабжения) и водонасосная;
- блок-бокс редуцирования газа на собственные нужды;
- установка воздухосборников;
- установка отключающих кранов УОК;
- подогреватель газа;
- склад ДЭГа, метанола и ЛВЖ;
- компрессорная воздуха КИП;

- система внутрипромысловых коллекторов;
- система сброса газа на свечу;
- станция гидропривода;
- ГФУ;
- блок подсобно-производственных помещений;
- емкость аварийного слива реагентов;
- аварийная дизельная электростанция;
- узел хозрасчетного замера газа;
- ЗРУ;
- блок вспомогательных помещений.

1.7 Характеристика изготавливаемой продукции, исходного сырья и реагентов

1.7.1 Характеристика исходного сырья

Исходным сырьем является природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Газ сухой, метановый с содержанием влаги 0,5 - 1,0 г/м³, сероводород отсутствует.

Состав газа, % объемные:

CO ₂	0,2 - 0,3
N ₂	0,7 - 1,7
He	0,01 - 0,02
Ar	0,01 - 0,03
H ₂	0,002 - 0,04
CH ₄	97,8 - 99
C ₂ H ₆	0,0 - 0,15
C ₃ H ₈	0,0 - 0,02
C ₄ H ₁₀	следы

Параметры газа в начальный период эксплуатации:

- среднее пластовое давление - 11,73 МПа;

- динамическое давление газа на устье - 10,3 МПа;
- температура газа на устье - 13 - 14°С

Параметры газа на конец 1998 года:

- среднее пластовое давление - 7,27 МПа
- динамическое давление газа на устье - 5,99 МПа
- давление газа на входе в ППА - 5,85 МПа

1.7.2 Характеристика изготавливаемой продукции

Изготавливаемая продукция - газ осушенный и очищенный от мехпримесей, подготавливается к транспорту в соответствии с требованиями ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы».

Технические требования для природного газа приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Технические требования и нормы для природного газа холодной климатической зоны

Наименование показателей	Единица измерения	Норма по ОСТ 51.40-93
Точка росы газа по влаге:		
- зимний период, не выше	°С	минус 20
- летний период, не выше	°С	минус 10
Точка росы по углеводородам	°С	Не нормируется
Масса сероводорода,	г/м ³	0,02
Масса меркаптановой серы, не более	г/м ³	0,036
Объемная доля кислорода, не более	%	1,0
Теплота сгорания низшая, при 20°С и 101,325 кПа, не менее	МДж/м ³	32,5
Плотность при нормальных условиях		0,673
Плотность по воздуху		0,562
Пределы взрываемости в смеси с воздухом:		
- низший	% об.	4,9
- высший	% об.	16,0
ПДК в воздухе рабочей зоны	%	0,7

1.7.3 Реагенты используемые в производстве

В качестве реагентов на УКПГ применяются метанол, диэтиленгликоль.

Метанол (метиловый спирт)	-	ГОСТ 2222-78
Химическая формула	-	CH ₃ OH
Молекулярная масса	-	32,04
Плотность при 20 °С, г/см ³	-	0,792
Предел взрываемости, % об.	-	низший - 6,7
		высший - 34,7
Температура, °С:		
- кипения при 760 мм.рт.ст.	-	64,7
- замерзания	-	минус 97,1
- плавления	-	минус 93,9
- вспышки	-	8
- воспламенения	-	13
- самовоспламенения	-	400 (ГОСТ 6995-77)
Вязкость при 20°С, сПз	-	0,793
Упругость паров, мм.рт.ст	-	89
Теплота сгорания кДж/кг	-	22331
ПДК в воздухе, мг/м ³	-	5

Внешний вид - бесцветная легкоподвижная летучая горючая жидкость с запахом, подобным запаху этилового спирта. Метанол смешивается с водой во всех отношениях без помутнения.

Диэтиленгликоль - ГОСТ 10136-77:

Внешний вид - слабоокрашенная в желтый цвет жидкость

Химическая формула: CH₂ OH-CH₂ - O-CH₂ - CH₂OH

Молекулярная масса	-	106,12
Плотность при 20 °С, кг/м ³	-	1116 - 1117
Массовая доля, %:		
- органических примесей	-	не более 0,4 - 2,0
в том числе этиленгликоля	-	0,15 - 1,0
- воды	-	не более 0,05 - 0,2
- ДЭГа	-	99,5 - 98,0

- кислот	-	0,005 - 0,01
Температура кипения при 760 мм.рт.ст., °С:		
- начало	-	не ниже 244 - 241
- конец	-	не выше 249 - 250
Температура замерзания, °С	-	минус 8
Температура начала разложения, °С	-	164,5
Вязкость при 20°С, сПз	-	35,7
Число омыления мг КОН на 1 гр. продукта	-	0,1 - 0,3

Технологическая схема УКПГ – 5 показана на рисунке 1.2. [3]

2. Состояние разработки сеноманской залежи Ямбургского ГКМ

По состоянию на 01.01.98 на Ямбургском месторождении работали 8 УКПГ, фонд действующих скважин составлял 686 единиц.

С начала года суммарный отбор из сеноманских скважин составил 159,25 млрд.м³ газа; с начала разработки отобрано 1593,3 млрд.м³ или 31,4 % от начальных запасов. Начальные и текущие запасы представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Начальные и текущие запасы

Месторождение,	Начальные запасы	Отбор газа	Текущие запасы	% отбора газа	Темп отбора
Площадь	C ₁ , млрд. м ³	На 01.01.98 г.	млрд. м ³		%
Ямбургское (сеноман)	5071,5	1593,3	3482,4	31,4	3,1

В районе УКПГ - 1 на 01.01.98 эксплуатируется 100 скважин (104 по проекту). Среднесуточный дебит в течение 1997 года составил 739 тыс.м³ газа; суммарный отбор по УКПГ-1 в 1997 году - 27,05 млрд.м³; с начала разработки - 309.1 млрд.м³. Превышение фактических отборов над проектными с начала разработки составляет 10,4 %. Пластовое давление по эксплуатационной зоне снизилось до 6,61 МПа, по всей площади дренирования - 7,11 МПа. В течение всего года эксплуатировалась первая очередь дожимной компрессорной станции (ДКС).

Район УКПГ-2 эксплуатировался 96-ю скважинами (по проекту - 96 скважин) при среднесуточном дебите 768 тыс.м³. Годовой отбор газа составил 26,98 млрд.м³. Всего с начала разработки отобрано 328,38 млрд.м³. Некоторое снижение фактических отборов по сравнению с проектными в последнее время прежде всего связано с отставанием ввода мощностей по другим УКПГ в период 1988 - 1992 года, что приводило (на УКПГ-2) к превышению фактических отборов над проектными. Значительный темп

снижения пластового давления потребовал более раннего пуска ДКС - 2, которая была запущена в феврале 1997 года. Кроме того, это связано с пуском в работу практически всего эксплуатационного фонда месторождения. Среднее пластовое давление по эксплуатационной зоне 6,43 МПа, по всей площади дренирования - 6,61 МПа.

В 1997 году УКПГ-3 эксплуатировался 107-ю добывающими скважинами (110 по плану) со среднесуточным дебитом 413 тыс.м³/сут. С начала года отобрано 16,19 млрд.м³; суммарный отбор с начала разработки - 228,92 млрд.м³. Пониженный годовой отбор связан, прежде всего с отставанием пуска в эксплуатацию ДКС - 3, что привело (с остановкой в летнее время головной компрессорной станции ГКС) к частичной остановке 48 добывающих скважин. На 01.01.98 несоответствие проектных и фактических отборов по УКПГ с начала разработки составляет 2,1 %. Среднее значение пластового давления по эксплуатационной зоне составляет 6,58 МПа, по всей зоне УКПГ - 3 - 7,1 МПа.

С декабря 1993 г. находится в эксплуатации УКПГ - 4. На 01.01.98 на УКПГ - 4 действовали 82 добывающие скважины (80 по проекту). Для более эффективного дренирования запасов проектом разработки предусматривается бурение в 1998 - 1999 гг. еще 5-ти кустов (по три скважины в каждом). Помимо этого, для выхода УКПГ - 4 на проектные отборы в 24 млрд.м³ в год к газосборной сети УКПГ - 4 в будущем планируется подключение еще не пробуренных скважин Анерьяхинской площади. За 1997 г. на УКПГ - 4 было добыто 16,7 млрд.м³ газа, с начала разработки - 52,437 млрд.м³. Несоответствие плановых и фактических отборов на УКПГ - 4 на 01.01.98 составляет 86,7 %. Это обусловлено как отставанием ввода фонда добывающих скважин, так и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов. Среднесуточный дебит скважин составил 556 тыс.м³. Пластовое давление по эксплуатационной зоне составляет 7,63 МПа; по всей зоне УКПГ - 9,91 МПа.

Район УКПГ - 5 эксплуатировался в 1997 году 95-ю скважинами (по

проекту - 96 единиц). В течение 1997 года на УКПГ - 5 отобрано 18,05 млрд.м³ газа; с начала разработки - 268,25 млрд.м³. Несмотря на пониженные отборы газа в 1997 году (из-за неработающей ГКС и отсутствия ДКС - 5) летом периодически простаивали более 40 скважин. Фактические отборы с начала разработки на 01.01.98 превышают проектные на 6,4 %. В октябре 1997 года была введена в строй первая очередь ДКС - 5. Пластовое давление снизилось по эксплуатационной зоне до 6,37 МПа ; по всей зоне - 6,97 МПа.

На УКПГ - 6 в 1997 году работали 95 скважин. Среднесуточный дебит составляет 785 тыс.м³ газа. С начала года отобрано 27,3 млрд.м³ газа; с начала разработки - 265,72 млрд.м³. Фактический отбор с начала разработки из зоны УКПГ - 6 превысил проектный на 13,5 %. Пластовое давление по эксплуатационной зоне составляет 6,67 МПа, по всей зоне УКПГ - 6 - 7.1 МПа. В течение всего года работала ДКС - 6.

По состоянию на 01.01.98 на УКПГ - 7 эксплуатируется 86 скважин (90 по проекту). Среднесуточный дебит составляет 760 тыс.м³. Нужно отметить, что уже в течение 4-х последних лет фактические годовые отборы по УКПГ близки к проектным (в 1997 году на УКПГ - 7 добыто 23,93 млрд.м³, почти 30 % отставание фактических отборов от проектных с начала разработки, суммарная добыча достигла 134,88 млрд.м³) связано прежде всего с более поздним вводом в действие производственных мощностей УКПГ - 7. Пластовое давление по эксплуатационной зоне составляет 7,74 МПа, по всей зоне УКПГ - 9,15 МПа. Первую очередь ДКС - 7 планируется ввести в действие во 2-м полугодии 1998 года.

На 01.01.98 УППГ - 8 работают 27 добывающих скважин со среднесуточным дебитом 520 тыс.м³. Отбор газа за 1997 год составил 3,05 млрд.м³ газа, с начала разработки - 5,65 млрд.м³. Пластовое давление по эксплуатационной зоне составляет 9,28 МПа, по всей зоне УППГ - 8 - 9,41 МПа.

Таким образом, на 01.01.98 года на Ямбургском ГКМ разбурен практически весь фонд эксплуатационных скважин (исключение составляет

лишь Харвутинский участок месторождения). Практически по всем УКПГ фактические показатели разработки (среднесуточные дебиты, отборы и, особенно, пластовые и устьевые давления) не соответствуют проектным. Это связано, в первую очередь с непроектными (повышенными) отборами в начальный период разработки на ряде УКПГ и срывами ввода производственных мощностей (УКПГ, ДКС, межпромысловых коллекторов). Анализ дренируемых запасов по времени, по зонам УКПГ и по кустам представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Дренируемые запасы

Номер установки	Дренируемые запасы, млрд. м ³						
1	2	3	4	5	6	7	8
УКПГ	01.92 г.	01.93 г.	01.94 г.	01.95 г.	01.96 г.	01.97 г.	01.98 г.
УКПГ-1	320	593	652	662	651	602	610
УКПГ-2	663	603	658	646	653	647	645
УКПГ-3	463	460	537	556	562	532	508
УКПГ-4	-	-	18	69	112	177	193
УКПГ-5	564	572	579	587	598	546	525
УКПГ-6	578	565	603	601	611	535	542
УКПГ-7	12	136	308	358	426	428	415
УКПГ-8	-	-	-	-	-	67	72
Месторождение	2900	2929	3355	3479	3613	3534	3510
Суммарные отборы	575	748	916	1090	1263	1431	1589

Темп падения пластового давления по годам разработки представлен в таблице 2.3

Таблица 2.3 - Темп падения пластового давления по годам разработки

УКПГ	Темп падения пластового давления, МПа						
	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.
УКПГ-1	6,1	5,7	4,5	4,6	4,1	3,5	4,0
УКПГ-2	5,5	6,2	4,3	5,9	4,3	4,5	4,3
УКПГ-3	7,6	6,0	4,8	5,0	4,4	5,0	3,9
УКПГ-4	3,6	2,4	6,1	5,6	6,6	8,9	3,2
УКПГ-5	6,1	6,6	4,7	4,8	4,7	5,0	4,1

УКПГ-6	6,1	6,3	4,7	5,1	5,3	6,3	2,9
УКПГ-7	3,5	6,5	5,4	5,0	4,0	6,4	5,1
УКПГ-8	-	-	-	-	-	-	3,0

Как видно из таблицы 2.3 темп падения пластового давления в целом за последнее время стабилизировался и в среднем составляет 0,38 МПа в год.

Сеноманская залежь в данное время разрабатывается в условиях упруго-водонапорного режима.

Отмечается начало довольно высокого темпа подъема ГВК (до 4 м в год) в ряде кустов УКПГ - 4, 7. На УКПГ - 1 и 6 сложилась наиболее сложная ситуация с выносом воды, связанная со значительными трудностями в работе аппаратов осушки газа, а также утилизации выносимой на установки воды.

Таким образом, при сопоставлении всех этих данных со сведениями по химическому составу проб жидкости отбираемой по скважинам, весь фонд скважин, выносящих воду можно подразделить на три группы.

1.Скважины выносящие в большом количестве пластовую воду (и как правило с большим выносом песка) из нижних перфорационных отверстий за счет подъема ГВК. В этом случае необходимо проведение работ по установке цементных мостов.

2.Скважины, выносящие пластовую воду в небольшом количестве (по цементному камню, либо когда текущее положение ГВК приближается к искусственному забою), а также со значительным выносом мехпримесей. В этом случае необходимо ограничение дебитов и проведение работ по установке забойных фильтров.

Скважины, выносящие конденсационную воду - для лучшего ее выноса и не скапливания на забое - целесообразно увеличивать дебиты.

Таким образом, для последующей оптимальной эксплуатации при выполнении этих мероприятий ряд скважин на одном кусту в ряде случаев необходимо штучировать. При этом подобными исследованиями должен быть охвачен весь фонд скважин.

Основные показатели разработки по УКПГ – 5 представлены в таблице

2.4. [3]

Таблица 2.4 – Основные показатели разработки по УКПГ - 5

Годы	Отбор газа		Q	Р _{пл.}	Депрессия	Кол-во скважин	Руст.	Р на входе в ДКС	Мощность ДКС	Скорость на забое
	Годовой	суммарный								
	млрд.м ³		тыс.м ³ сут	МПа	МПа		МПа	Мпа	МВт	м/с
1986	8,0	8,0	1500,0	11,61	0,27	19	9,92	9,90	0	7,3
1987	30,0	38,0	1300,0	11,18	0,23	84	9,67	9,65	0	6,6
1988	30,0	68,0	1100,0	10,75	0,19	99	9,41	9,38	0	5,8
1989	30,0	98,0	1000,0	10,31	0,17	96	9,06	9,04	0	5,5
1990	30,0	128,0	1000,0	9,87	0,18	109	8,65	8,62	0	5,8
1991	30,0	158,0	1000,0	9,44	0,19	109	8,23	8,21	0	6,1
1992	30,0	188,0	1000,0	8,99	0,19	109	7,81	7,78	0	6,5
1993	30,0	218,0	1000,0	8,55	0,20	109	7,38	7,35	2,2	6,9
1994	30,0	248,0	1000,0	8,10	0,22	109	6,94	6,91	9,3	7,3
1995	30,0	278,0	1000,0	7,65	0,23	109	6,50	6,47	17,2	7,8
1996	30,0	308,0	1000,0	7,20	0,24	109	6,05	6,01	26,2	8,4
1997	30,0	338,0	1000,0	6,74	0,26	109	5,58	5,54	36,6	9,1
1998	30,0	368,0	1000,0	6,27	0,28	109	5,10	5,06	48,8	9,9
1999	30,0	398,0	1000,0	5,80	0,31	109	4,61	4,56	63,3	10,9
2000	30,0	428,0	1000,0	5,32	0,34	109	4,09	4,03	81,2	12,1
2001	30,0	458,0	1000,0	4,84	0,37	109	3,54	3,47	104,2	13,6
2002	30,0	488,0	1000,0	4,35	0,42	109	2,94	2,86	136,0	15,6
2003	30,0	518,0	1000,0	3,85	0,48	109	2,27	2,16	186,1	18,3
2004	28,0	546,0	868,3	3,38	0,45	109	1,97	1,87	186,1	18,4
2005	24,4	570,4	759,0	2,96	0,43	109	1,68	1,60	186,1	18,8
2006	21,3	591,8	662,9	2,60	0,41	109	1,43	1,36	186,1	19,1
2007	18,6	610,4	579,6	2,27	0,40	109	1,20	1,13	186,1	19,6
2008	16,3	626,7	507,2	1,98	0,39	109	0,98	0,92	186,1	20,2
2009	14,2	640,9	440,9	1,73	0,38	109	0,81	0,74	186,1	20,8
2010	12,4	653,3	383,6	1,51	0,37	109	0,64	0,58	186,1	21,6
2011	10,7	664,0	331,2	1,31	0,36	109	0,51	0,45	186,1	22,4
2012	9,3	673,3	285,5	1,15	0,36	109	0,39	0,33	186,1	23,3
2013	7,9	681,2	243,9	1,00	0,35	109	0,29	0,24	186,1	24,0

3. Условия образования газовых гидратов

3.1 Влагосодержание природных газов

Одним из факторов, обуславливающих образование гидратов природных газов, является насыщение последних парами воды. При этом объемная скорость накопления гидратов зависит от скорости изменения влагосодержания газа с изменением давления и температуры. Для определения содержания паров воды в газах используется ряд экспериментальных и аналитических методов. К экспериментальным методам относятся:

- визуальное определение точки росы, т. е. температуры, при которой начинается процесс конденсации паров при заданном давлении;
- применение твердых сорбентов;
- использование жидких сорбентов с последующим их титрованием;
- вымораживание;
- 5) спектроскопические методы;
- 6) электрогигрометрический метод.

Наиболее распространенным из них является метод визуального определения точки росы, который дает хорошие результаты при отсутствии конденсации углеводородов. По данному методу точка росы может быть определена с точностью $\pm 0,1$ °С. Однако этот метод не применим при определении точки росы газа, осушенного растворами диэтиленгликоля, из-за конденсации в газе.

Вторым распространенным методом для определения влагосодержания газа является абсорбционный при помощи диэтиленгликоля с последующим титрованием раствора до полного отделения воды, абсорбированной из газового потока. Титрометрическим методом влагосодержание природных газов определяется с точностью до $0,01 \text{ г/м}^3$ как при низких, так и при высоких давлениях.

Влагосодержание природных газов, насыщенных парами воды, при нормальных условиях можно определить и по номограмме. На ней нанесена равновесная кривая гидратообразования, ограничивающая определенную область, в которой влагосодержание газов должно определяться из условия равновесия паров воды над гидратами. Определение влагосодержания по данной номограмме дает ошибку, не превышающую 4 %, что вполне допустимо.

Влагосодержание природного газа растёт с повышением температуры и падает с повышением давления. Кроме того, влагосодержание уменьшается с увеличением молекулярного веса, а также с увеличением солёности воды.

Коэффициент C_p применим для любых компонентов природного газа. Он определяется из соотношения $C_p = W_p/W_{0,6}$, г/м³. Поправочный коэффициент C_s определяется из соотношения $C_s = W_s/W_{0,6}$, г/м³. Здесь $W_{0,6}$ - влагосодержание природного газа с плотностью по воздуху 0,6, находящегося в контакте с пресной водой; W_p - влагосодержание природного газа с плотностью по воздуху p ; W_s - влагосодержание природного газа, находящегося в контакте с рассолом.

Коэффициент C_s учитывается при определении влагосодержания природного газа в пластовых условиях, где газ находится в контакте с минерализованной водой. Если определяют влагосодержание газа при его транспортировке по газопроводам, где газ находится в контакте с конденсирующейся из газа пресной водой, можно считать коэффициент $C_s = 1$.

Влияние молекулярного веса на влагосодержание газа возрастает с повышением температуры. Однако ввиду того, что все природные газы от метана до газов с плотностью 1,0 имеют молекулярный вес между 16 и 30, последний не изменяет влагосодержание природных газов более чем на 3 - 5 %. Присутствие в составе газа CO_2 и H_2S увеличивает его влагосодержание, а N_2 - уменьшает.

При разработке месторождения пластовое давление уменьшается по

мере отбора газа (температура газа в пласте практически остается постоянной в течение всего периода разработки месторождения), а влажность газа увеличивается. При этом влажность газа изменяется в зависимости от давления и температуры при движении газа в системе обустройства. Кроме того, влагосодержание газа изменяется в течение всего периода разработки месторождения с колебанием перепада давления при дросселировании газа. По кривым влагосодержания газа его влагосодержание во всей системе пласт - скважина - газопровод возрастает с падением пластового давления. [1]

3.2 Состав и структура гидратов

Природный газ, насыщенный парами воды, при высоком давлении и при определенной положительной температуре способен образовывать твердые соединения с водой - гидраты.

При разработке большинства газовых и газоконденсатных месторождений возникает проблема борьбы с образованием гидратов. Особое значение этот вопрос приобретает при разработке месторождений Западной Сибири и Крайнего Севера. Низкие пластовые температуры и суровые климатические условия этих районов создают благоприятные условия для образования гидратов не только в скважинах и газопроводах, но и в пластах, в результате чего образуются газогидратные залежи.

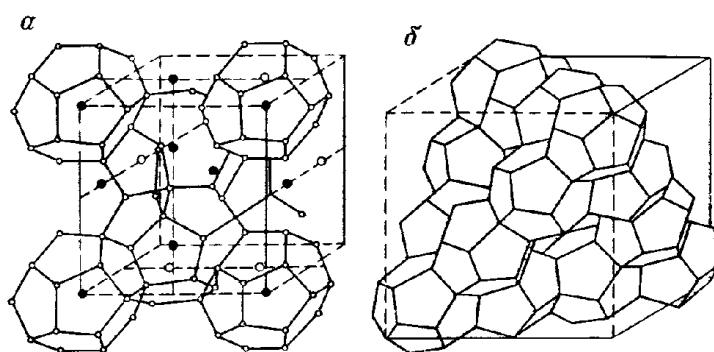
Гидраты природных газов представляют собой неустойчивое физико-химическое соединение воды с углеводородами, которое с повышением температуры или при понижении давления разлагается на газ и воду. По внешнему виду это белая кристаллическая масса, похожая на лед или снег.

Гидраты относятся к веществам, в которых молекулы одних компонентов размещены в полостях решетки между узлами ассоциированных молекул другого компонента. Такие соединения обычно называют твердыми растворами внедрения, а иногда соединениями

включения.

Молекулы гидратообразователей в полостях между узлами ассоциированных молекул воды гидратной решетки удерживаются с помощью Ван-дер-Ваальсовых сил притяжения. Гидраты образуются в виде двух структур, полости которых заполняются молекулами гидратообразователей частично или полностью (рисунок 3.1). В I структуре 46 молекул воды образуют две полости с внутренним диаметром $5,2 \cdot 10^{-10}$ м и шесть полостей с внутренним диаметром $5,9 \cdot 10^{-10}$ м; во II структуре 136 молекул воды образуют восемь больших полостей с внутренним диаметром $6,9 \cdot 10^{-10}$ м и шестнадцать малых полостей с внутренним диаметром $4,8 \cdot 10^{-10}$ м.

При заполнении восьми полостей гидратной решетки состав гидратов структуры I выражается формулой $8M - 46H_2O$ или $M - 5,75H_2O$, где M - гидратообразователь. Если заполняются только большие полости, формула будет иметь вид $6M - 46H_2O$ или $M - 7,67H_2O$. При заполнении восьми полостей гидратной решетки состав гидратов структуры II выражается формулой $8M136H_2O$ или $M17H_2O$.



а - вида I; б - вида II

Рисунок 3.1 - Структура образования гидратов

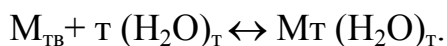
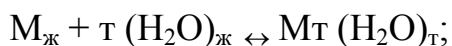
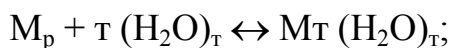
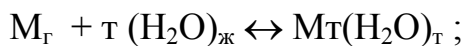
Формулы гидратов компонентов природных газов: $CH_4 \cdot 6H_2O$; $C_2H_6 \cdot 8H_2O$; $C_3H_8 \cdot 17H_2O$; $i - C_4H_{10} \cdot 17H_2O$; $H_2S \cdot 6H_2O$; $N_2 \cdot 6H_2O$; $CO_2 \cdot 6H_2O$. Эти формулы гидратов газов соответствуют идеальным условиям, т. е. таким

условиям, при которых все большие и малые полости гидратной решетки заполняются на 100%. На практике встречаются смешанные гидраты, состоящие из I, II структур.

3.3 Условия образования гидратов

Представление об условиях образования гидратов дает фазовая диаграмма гетерогенного равновесия, построенная для систем М - Н₂O (рисунок 3.2). В точке С одновременно существуют четыре фазы (I, II, III, IV): газообразный гидратообразователь, жидкий раствор гидратообразователя в воде, раствор воды в гидратообразователе и гидрат. В точке пересечения кривых 1 и 2, соответствующей инвариантной системе, нельзя изменить температуру, давление или состав системы без того, чтобы не исчезла одна из фаз. При всех температурах выше соответствующего значения в точке С гидрат не может существовать, как бы ни было велико давление. Поэтому точка С рассматривается как критическая точка образования гидратов. В точке пересечения кривых 2 и 3 (точка В) появляется вторая инвариантная точка, в которой существуют газообразный гидратообразователь, жидкий раствор гидратообразователя в воде, гидрат и лед.

Из этой диаграммы следует, что в системе М - Н₂O возможно образование гидратов по следующим процессам:



Здесь М_г, М_ж, М_т - условное обозначение гидратообразователя соответственно газообразного, жидкого и твердого; (Н₂О)_ж, (Н₂О)_т - молекулы

соответственно жидкой и твердом (лед) воды; t - число молекул воды в составе гидрата.

Если вода переохлажденная, упругость диссоциации гидрата меньше, чем при наличии льда. Следовательно, для образования гидратов необходимо, чтобы парциальное давление паров воды над гидратом было выше упругости этих паров в составе гидрата. На изменение температуры образования гидратов влияют: состав гидратообразователя, чистота воды, турбулентность, и т.д. Изменение равновесной температуры гидратообразования также зависит и от скорости охлаждения системы гидратообразователь - вода.

На практике условия образования гидратов определяют с помощью равновесных графиков (рисунок 3.3) или расчетным путем - по константам равновесия и графоаналитическим методом по уравнению Баррера - Стюарта.

Из рисунка 3.3 следует, что чем выше плотность газа, тем больше температура гидратообразования. Однако отметим, что с увеличением плотности газа не всегда повышается температура гидратообразования. Природный газ с небольшой плотностью может образовывать гидраты при более высоких температурах, чем природный газ с повышенной плотностью. Если на увеличение плотности природного газа влияют не гидратообразующие компоненты, то температура его гидратообразования понижается. Если же влияют различные гидратообразующие компоненты, то температура гидратообразования будет выше для того состава газа, в котором преобладают компоненты с большей устойчивостью.

Условия образования гидратов природных газов по константам равновесия определяют по формуле: $g = y/K$, где z , y - молярная доля компонента соответственно в составе гидрата и газовой фазы; K - константа равновесия.

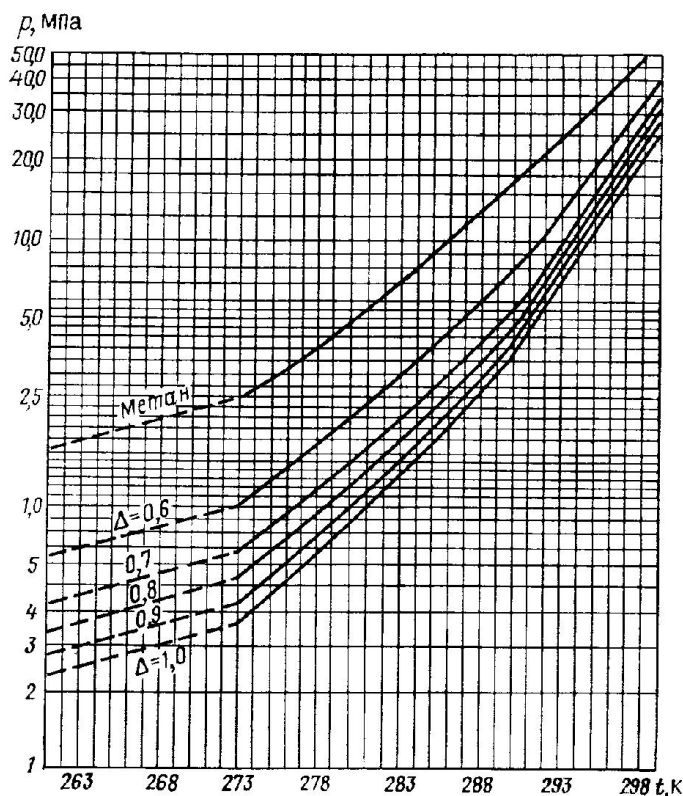


Рисунок 3.3 - Равновесные кривые образования гидратов природных газов в зависимости от температуры и давления

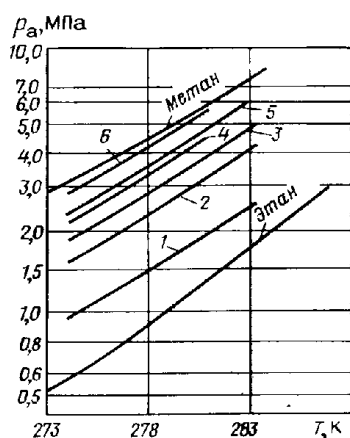
Равновесные параметры гидратообразования по константам равновесия при данных температуре и давлении рассчитывают следующим образом. Сначала находят константы для каждого компонента, а затем молярные доли компонента делят на найденную константу его равновесия и полученные значения складывают. Если сумма равна единице, система термодинамически равновесная, если больше единицы - существуют условия для образования гидратов, при сумме меньше единицы гидраты не могут образовываться. [2]

3.4 Гидраты индивидуальных и природных углеводородных газов

Гидрат метана впервые был получен в 1888 г., при максимальной температуре, равной 21,5 °С. Катц и другие, изучая равновесные параметры (давление и температуру) гидратообразования метана при давлении 33,0 –

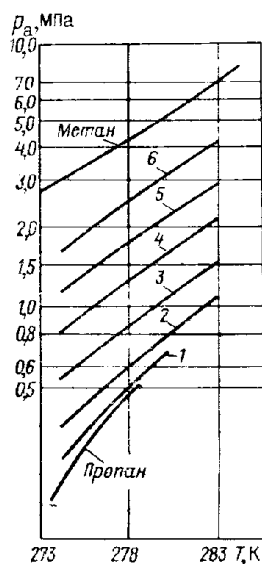
76,0 МПа, получили гидраты метана при температуре 28,8 °С. В одной из работ отмечено, что температура образования гидратов этого компонента при давлении 390 МПа повышается до 47 °С.

Из кривых образования гидратов смесей CH_4 и C_2H_6 или CH_4 и C_3H_8 (Рисунок 3.4, 3.5) следует, что при добавлении этана (C_2H_6) и пропана (C_3H_8) улучшаются условия образования гидратов смесей CH_4 , так как гидраты образуются при более низких давлениях и более высоких температурах. Из углеводородных газов, кроме C_2H_6 и C_3H_8 , повышению температуры образования гидратов этих смесей с CH_4 способствует изобутан, все остальные газы, включая нормальный бутан и выше, действуют отрицательно. Гидраты CH_4 при 0 °С устойчивы, если давление равно 2,8 МПа или более. Для других углеводородов парафинового ряда (C_2H_6 ; C_3H_8 ; i- C_4H_{10}) это давление составляет соответственно 0,5; 0,1 и 0,1 МПа (рисунок 3.6). Критическая температура образования гидратов (в °С): для C_2H_6 - 14,5; C_3H_8 - 5,5; для i- C_4H_{10} - 1,5.



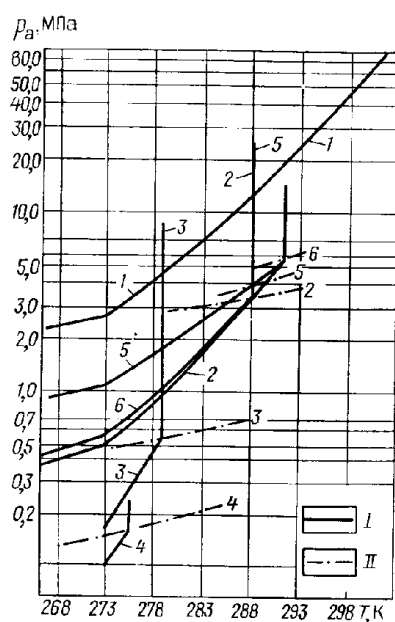
Содержание этана (%): 1 - 45,6; 2 - 9,6; 3 - 5, 4 - 2,9; 5 - 2,2; 6 - 1,2

Рисунок 3.4 - Кривые образования гидратов в зависимости от изменения в их составе количества этана



Содержание пропана (%): 1 - 63, 2 - 29; 3 - 12; 4 - 5; 5 - 2,6; 6 - 1,0

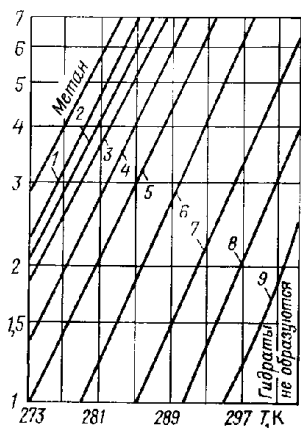
Рисунок 3.5 - Кривые образования гидратов в зависимости от изменения в их составе количества пропана



1 - метан; 2 - этан; 3 - пропан; 4 - изобутан; 5 - ацетилен; 6 - этилен;

I - линия образования гидратов; II - кривая упругости паров

Рисунок 3.6 - Кривые образования гидратов в зависимости от изменения в их составе индивидуальных углеводородов p_a , МПа



Содержание H_2S (%): 1 - 1; 2 - 2; 3 - 4; 4 - 6; 5 - 10;
6 - 20; 7 - 40; 8 - 60; 9 - 100

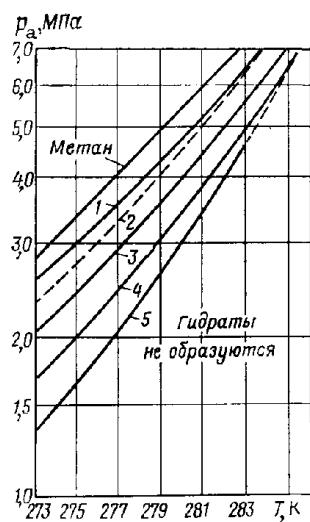
Рисунок 3.7 - Зависимость p_a от t при различном содержании H_2S

Из углеводородов ряда C_nH_{2n} гидраты образуют только этилен (C_2H_4) и пропилен (C_3H_6). Критическая температура для C_2H_4 составляет 17°C . Его гидраты при 0°C устойчивы при давлении 0,5 МПа.

Гидраты природных газов - типичные представители так называемых смешанных гидратов, в которых гидратообразователями являются не отдельные индивидуальные углеводороды, а смесь газов. Состав смешанных гидратов и количество компонентов в них изменяются в зависимости от изменения парциального давления и компонентов. В присутствии сероводорода температура гидратообразования углеводородных газов значительно повышается. Чем больше сероводорода в газе, тем выше равновесная температура и ниже равновесное давление гидратообразования углеводородного газа. Например, из рисунка 3.7 видим, что при давлении 5 МПа для чистого метана температура образования гидратов составляет 6°C , а при 2 % - ном содержании H_2S она достигает 10°C . Влияние CO_2 на образование гидратов углеводородных газов показано на рисунке 3.8.

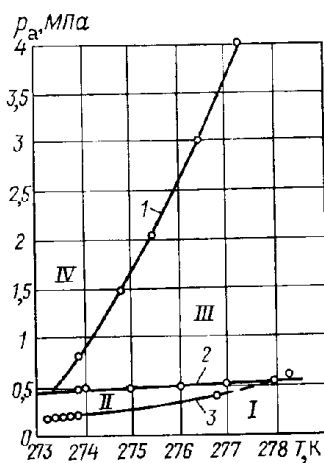
Природные газы, содержащие азот, имеют более низкую температуру образования гидратов. Например, в природном газе с относительной плотностью 0,6 отсутствует азот, гидраты образуются при температуре 10°C и давлении 3,4 МПа, если же в газе содержится 18 % азота, равновесное

давление гидратообразования снижается до 3 МПа.



Содержание CO_2 (%): 1 - 12,5; 2 - 28; 3 - 32; 4 - 60; 5 - 100

Рисунок 3.8 - Зависимость P от t при различном содержании CO_2



Зоны: 1 - газообразный пропан + вода; II - гидрат + газообразный пропан;

III - жидкий пропан + вода; IV - гидрат + жидкий пропан

Рисунок 3.9 - Зависимость P от t при образовании гидратов в углеводородных газах

Для образования гидратов в жидких углеводородах по сравнению с газообразными (кривые 1 и 3 на рисунке 3.9) требуются более высокое давление и более низкие температуры. Кривая 2 характеризует упругость

насыщенных паров пропана. Выше нее пропан находится в жидком, а ниже - в газообразном состоянии. Например, при температуре 3,8 °С для образования гидрата в газообразном пропане требуется давление 0,46 МПа, в жидком - более 3 МПа.

В отличие от природных газов выделение гидратов в жидких углеводородных газов сопровождается увеличением давления системы (в замкнутом объеме). Кроме того, как и в природных газах, в этом случае выделяется теплота, в результате чего повышается температура системы. Поскольку объем остается постоянным, с увеличением температуры в системе растет и давление.

Разложение гидратов жидких углеводородных газов сопровождается уменьшением объема и, следовательно, понижением давления. Образование гидратов в жидких углеводородах идет несравнимо медленнее, чем в газообразных. Чтобы начался этот процесс, требуется выдержать систему при соответствующих условиях в течение некоторого времени в случае равновесия. Однако при отрицательных температурах после появления мелких кристалликов льда гидраты начинают образовываться значительно быстрее. [2]

3.5 Места образования гидратов

Знать места возможного гидратообразования очень важно для своевременного их предупреждения.

Для правильного определения места образования гидратов необходимо знать состав газа, его плотность, изменения давления и температуры и влажность газа.

Зная влажность и состав подаваемого газа, а также зависимость этих параметров от давления и температуры, можно определить время начала образования гидратов, место и скорость накопления их в газопроводе.

Если точка росы лежит выше равновесной кривой гидратообразования,

гидраты образуются в точке пересечения линии изменения температуры в газопроводе с кривой равновесной температуры гидратообразования. Если точка росы лежит ниже равновесной кривой, но выше минимума температурной кривой в газопроводе, гидраты образуются в точке росы. В условиях, когда точка росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования и ниже кривой изменения температуры в газопроводе, гидратообразование невозможно.

При создании условий гидратообразования на данном участке газопровода гидратная пробка быстро нарастает по мере поступления воды и гидратообразователя. При этом пары воды выделяются из газа, что снижает их упругость на определенную величину и ускоряет процесс образования локальной гидратной пробки.

Средняя объемная скорость накопления гидратов за время t может быть определена по формуле:

$$G = Q(W_n - W_k) \upsilon / \tau, \quad (3.1)$$

где Q - расход газа в тыс. м^3 ; W_n - влагосодержание газа в равновесной точке гидратообразования в $\text{г}/\text{м}^3$, W_k - влагосодержание газа после образования гидратов в $\text{г}/\text{м}^3$; υ - удельный объем гидратов в $\text{м}^3/\text{кг}$; τ - время образования гидратов в ч.

В газопроводе могут образовываться одна или несколько гидратных пробок.

В результате образования гидратов в газопроводе влагосодержание газового потока над гидратами снижается соответственно снижению упругости паров воды, находящихся в равновесии с жидкой фазой и твердым гидратом. Если в результате образования первой гидратной пробки точка росы паров воды снижается ниже минимума кривой изменения температуры газа в газопроводе, то следующая гидратная пробка может и не образоваться. Если в результате образования гидратной пробки за счет разности упругостей

паров воды над жидкой водой и над гидратами точка росы не снижается ниже минимальной температуры в газопроводе, то образуется следующая гидратная пробка - в точке пересечения линии влагосодержания с кривой изменения температуры в газопроводе.

Гидраты образуются в следующих местах:

1. На штуцерах непосредственно после редуцирования газа при давлении примерно 6,5 МПа и температуре ниже 17 °С.

2. В обвязке, до сепараторов (при интенсивной теплоотдаче от газового потока к грунту).

3. В сепараторах (скорость потока на входных патрубках циклонных сепараторов достигает 120 м/с; давление в сепараторах значительно превышает равновесное давление гидратообразования). Часть гидратов потоком направляется в отстойную емкость. Здесь они уплотняются и частично или полностью закупоривают емкость, что приводит к резкому снижению эффективности работы сепараторов.

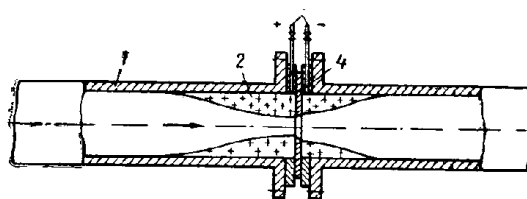
4. На диафрагме замерного участка. В застойных зонах до и после диафрагмы скапливаются ранее образующиеся и переносимые потоком газа гидраты. Гидратное кольцо равномерной толщины с незначительными углами скосов обнаруживали при вскрытии камер замерного участка (рисунок 3.10).

5. В шлейфах - газопроводах, подключающих скважины к промысловому газосборному коллектору. Скопление гидратов наблюдается в непосредственной близости от диафрагмы замерного участка - в местах ответвлений (врезанные свечи, шлейфы). Гидраты в шлейфах образуются также на обратных клапанах, в местах установки задвижек, кранов и карманов для измерения температуры.

6. В промысловом газосборном коллекторе в местах резкого изменения скорости газового потока. Скопление их наблюдается в местах врезок шлейфов скважин в газосборный коллектор, на запорной арматуре, на врезках дрипов и т. д. Гидраты могут также скапливаться и на

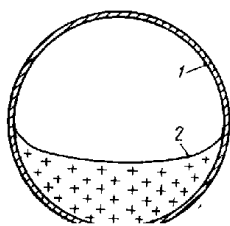
прямолинейных участках газопроводов. В зависимости от скорости потока гидраты отлагаются в газопроводе в виде спирального кольца или в виде сегмента (рисунок 3.11). Гидраты скопляются также и в объемных сепараторах.

7. На концевых линейных кранах. С одной стороны их действует рабочее давление газосборной сети, с другой - атмосферное. Под таким давлением уплотнительная смазка на пробках кранов и байпасов выдавливается, образуются пропуски газа с резким понижением температуры последнего. Корпус крана или байпас резко охлаждается и образуется застойная зона пониженной температуры. Пары воды, насыщающие газ, конденсируются, и начинается процесс кристаллизации гидратов. Постепенное накопление их приводит к полной закупорке сечения крана или обводного байпаса.



1 - газопровод; 2 - гидраты; 3 - импульсные трубки; 4 - диафрагма

Рисунок 3.10 - Схема накопления гидратов на замерной диафрагме



1 - газопровод; 2 - гидраты

Рисунок 3.11 - Схема заполнения гидратами горизонтальной трубы

Для правильного определения места образования гидратов и скорости их накопления в газопроводе необходимо знать состав, температуру,

давление и влажность газа, а также их изменение по трассе. Это позволяет своевременно принять надлежащие меры.

При известном давлении в газопроводе по составу газа определяется равновесная температура гидратообразования t_p . Затем определяется место образования гидратов в газопроводе при помощи уравнения:

$$X = 1/a * \ln \{ (t_n - t_0 + I/a) / (t_p - t_0 + I/a) \}, \quad (3.2)$$

где X - расстояние от точки газопровода с температурой t_g до места образования гидратов, м; t_n - начальная температура газа, °С; t_0 - температура грунта на уровне газопровода, °С; t_p - равновесная температура образования гидратов, °С; I - средний эффект Джоуля - Томсона, отнесенный к единице длины газопровода, °С/м.

Эффект Джоуля - Томсона состоит в следующем. В заключенной в адиабатную оболочку трубке помещена пробка из ваты. По одну сторону пробки находится газ при давлении p_1 , по другую сторону пробки давление меньше и равно p_2 . Благодаря разности давлений газ будет медленно перетекать через пробку из одной части трубки в другую. Поместив термометры или термопары по обе стороны пробки, можно определить знак изменения температуры газа в опыте Джоуля - Томсона. Оказалось, что большинство газов при комнатной температуре охлаждается, лишь водород и гелий дают повышение температуры. [4]

3.6 Образование гидратов в скважинах и способы их устранения

Образование гидратов в скважинах и промысловых газопроводах и выбор метода борьбы с ними в значительной степени зависят от пластовых температур, климатических условий и режима эксплуатации скважины.

Часто в стволе скважины имеются условия для образования гидратов, когда температура газа при его движении вверх от забоя до устья становится

ниже температуры гидратообразования. В результате скважина забивается гидратами.

Изменение температуры в работающей скважине предпочтительней определять с помощью глубинных приборов. Если это не представляется возможным, применяют формулы:

$$t = t_{гр} - \Delta t_i e^{-a(H-l)} + \{(1 - e^{-a(H-l)})(\Gamma - D_i(p_c - p_y)/H - A/c_p)/a\}; \quad (3.3)$$

где t , $t_{гр}$ - соответственно температура потока и грунта на глубине l ;

$$t_{гр} = t_{пл} - \Gamma(H - l); \quad (3.4)$$

где $t_{пл}$ - температура пласта на глубине H ; Γ - среднее значение геотермического градиента на участке $H - l$; Δt_i - изменение температуры в призабойной зоне за счет эффекта Джоуля-Томсона, °С;

$$\Delta t_i = D_i (p_{пл} - p_c) \{ \lg(1 + (Gc_p \tau / \pi h c_{п} r_c^2)) \} / \lg(r_k / r_c) \approx D_i (p_{пл} - p_c); \quad (3.5)$$

где r_k - радиус контура питания скважины, м; r_c - радиус скважины, м; D_i - дифференциальный коэффициент Джоуля - Томсона, °С/МПа; $p_{пл}$ - давление в пласте, МПа; p_c - давление на забое скважины, МПа; G - массовый расход газа, кг/с; C_p - теплоемкость газа при постоянном давлении; τ - продолжительность работы скважины, с; h - вскрытая мощность пласта (интервал перфорации), м; $c_{п}$ - теплоемкость породы, Дж/м³.

$$a = (2\pi\lambda_{п})/(Gc_p f(\tau)), \quad (3.6)$$

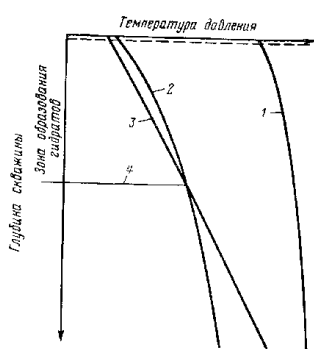
где $\lambda_{п}$ - теплопроводность горных пород, Дж/м с градус; $f(\tau)$ - безразмерная функция.

$$f(\tau) = \ln(1 + \sqrt{\pi \lambda_{\text{п}} \tau / c_{\text{п}} r_{\text{с}}^2}), \quad (3.7)$$

Величина геотермического градиента Γ зависит от многих переменных; его надо рассчитывать по данным измерений температуры в скважинах, простаивающих длительное время. Температура газа в шлейфах может быть вычислена по формуле Шухова, справедливой для небольших перепадов давления,

$$t_l = t_{\text{ср}} + (t_0 - t_{\text{ср}}) e^{-(k\pi D l / G c_{\text{п}} \Delta)}, \quad (3.8)$$

где t_l - температура потока в $^{\circ}\text{C}$ на расстоянии l от начала шлейфа, $^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{ср}}$ - температура среды, в которой проложен шлейф, в $^{\circ}\text{C}$; t_0 - температура газа в начале шлейфа, $^{\circ}\text{C}$; D - внутренний диаметр шлейфа; k - коэффициент теплопередачи, $\text{Дж/с м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{C}$. По такой же формуле рассчитывается и коллектор. Вследствие снижения температуры газа при движении его по стволу скважины, в потоке всегда имеется конденсационная вода. Поэтому образование гидратов обусловлено только отношением давления и температуры.



1 - давление в скважине;

2 - равновесная температура гидратообразования;

3 - температура в скважине;

4 - глубина залегания нейтрального слоя

Рисунок 3.12 - Определение зоны возможного образования гидратов

По графику, изображенному на рисунке 3.12 можно определить место образования гидратов в скважинах. Аналогично можно установить и места образования их в шлейфах и коллекторах с той лишь разницей, что там надо выделить участки, на которых температура газа ниже точки росы, т. е. имеется капельная вода. Необходимые для расчетов по формулам величины K_d , C_p и т. д. берутся из справочников теплофизических величин.

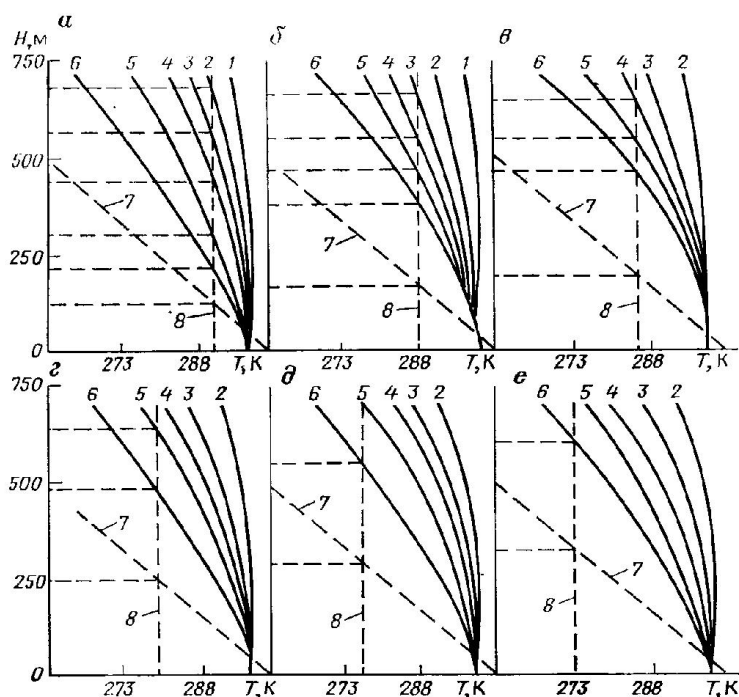
На рисунке 3.13 виден характер изменения температуры по глубине скважины в процессе разработки одного из месторождений при различных коэффициентах теплопередачи K и следующих исходных данных: расход $Q = 700$ тыс.м³/сут; диаметр $D = 0,2$ м; глубина $H = 735$ м; температура на забое $t_z = 19^\circ\text{C}$.

Анализ факторов, влияющих на изменение температуры по стволу скважин, показывает, что тепловой их режим в процессе разработки месторождения изменяется, и с уменьшением дебита для данного примера температура газа по стволу понижается (рисунок 3.14). Как видно из рисунка 3.15, путем регулирования дебита можно определить условия, исключающие образование гидратов. Изменение давления на устье p_y , температуры газа на устье t_y и равновесной температуры образования гидратов определяют в зависимости от дебита скважины при следующих исходных данных $p_z = 11,8$ МПа; $t_{пл} = 32^\circ\text{C}$; $t_z = 31^\circ\text{C}$; $D = 180$ мм; $p = 0,56$; $K = 22$ Вт/м²* К); $\Gamma = 0,0277$ °C/м.

Для рассматриваемых условий режим безгидратной эксплуатации в течение начального периода разработки месторождения обеспечивается при дебитах от 0,75 млн. до 6,5 млн. м³/сут. Оптимальный дебит, обеспечивающий максимальный резерв температуры, составляет примерно 3 млн м³/сут.

Температура газа в стволе будет изменяться в зависимости от дебита скважины и диаметра фонтанных труб. Из рисунка 3.16 видно, что при $Q = Q_{\text{опт}}$ режим безгидратной эксплуатации обеспечивается при $D \geq 145 - 160$ мм. С увеличением диаметра труб $Q_{\text{опт}}$ сдвигается в сторону больших дебитов

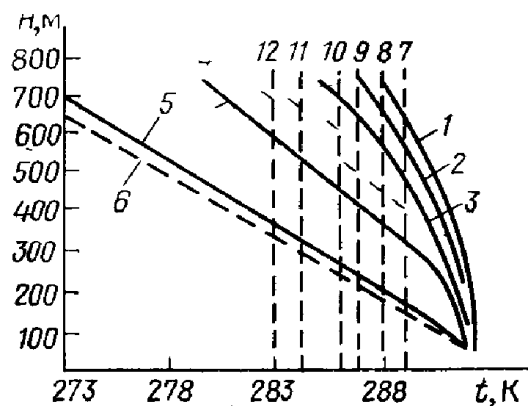
(рисунок 3.17). Таким образом, при соответствующем подборе диаметра фонтанных труб и дебита газа можно обеспечить безгидратный режим работы скважин.



Коэффициент теплопередачи ($\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$): 1 - 1,2; 2 - 6; 3 - 12; 4 - 7; 5 - 23; 6 - 29; 7 - геотермический градиент; 8 - равновесная температура образования гидратов; а - е - годы разработки: первый, второй, четвертый, шестой, восьмой, десятый

Рисунок 3.13 - Изменение температуры с глубиной скважины при различных коэффициентах теплопередачи

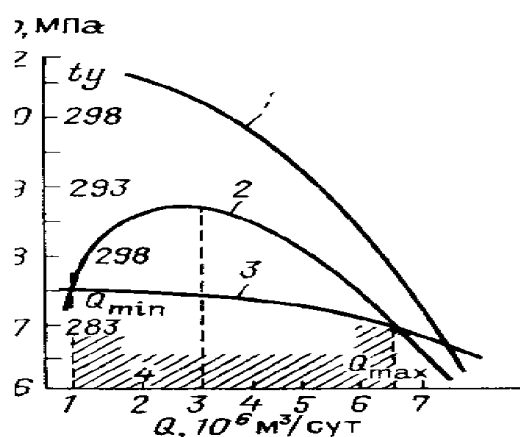
Рассмотрим для данного примера изменение проектного безгидратного дебита газа в процессе разработки месторождения. Вправо от точки А и выше кривой 2 гидраты не образуются. В первые два года разработки безгидратный дебит скважин находится в пределах 1 - 0,7 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$. В последующие годы принятый по проекту рабочий дебит скважины обеспечивает безгидратный режим скважин.



Дебит (в тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$): 1 - 700; 2 - 500; 3 - 300; 4 - 100; 5 - 10;

6 - геотермический градиент; 7 - 12 - равновесные кривые образования гидратов соответственно в первый, второй, четвертый, шестой, восьмой, десятый годы разработки

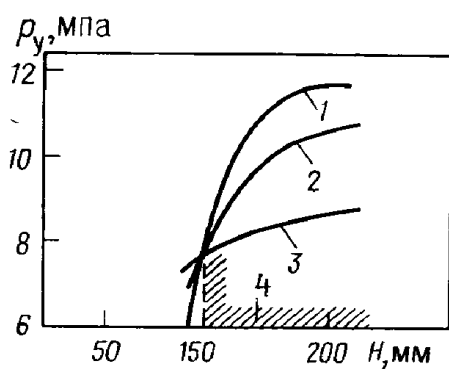
Рисунок 3.14 - Изменение температуры по стволу скважины при $K=12$ ($\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$) и различных дебитах Q



Кривые: 1 - давление на устье; 2 - температура на устье;

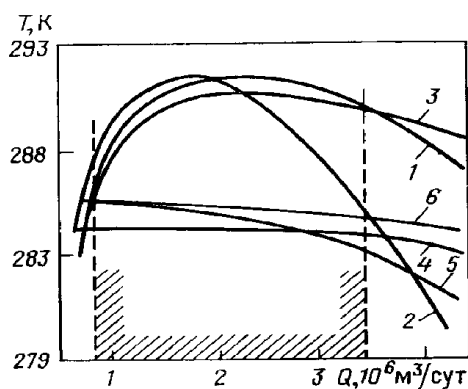
3 - температура образования гидратов; 4 - зона безгидратной эксплуатации

Рисунок 3.15 - Изменение давления и температуры газа, равновесной температуры образования гидратов в зависимости от дебита скважины



Кривые: 1 - температура на устье; 2 - давление на устье; 3 - температура образования гидратов; 4 - зона безгидратной эксплуатации

Рисунок 3.16 - Изменение температуры, давления газа и температуры образования гидратов в зависимости от диаметра фонтанных труб при $Q = Q_{\text{опт}}$



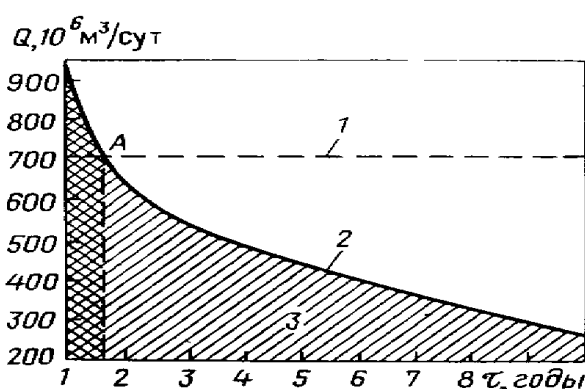
Кривые температуры на устье: 1 - $D = 220$ мм (пятый год разработки);
 2 - $D = 180$ мм (первый год разработки); 3 - $D = 220$ мм (первый год разработки); 4 - $D = 220$ мм (пятый год разработки),
 6 - $D = 220$ мм (первый год разработки)

Рисунок 3.17 - Изменение температуры газа и равновесной температуры образования гидратов в зависимости от дебита при различных диаметрах D фонтанных труб

Следует указать, что существует такой дебит, выше и ниже которого температура газа на устье не повышается, а снижается (см, кривую 2 на рисунке 3.15). Объясняется это тем, что при низких дебитах температура газа на устье в основном зависит от теплообмена газа со стенками скважины, а

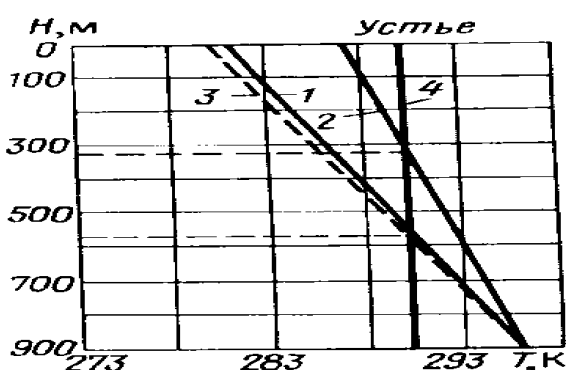
при высоких дебитах за счет увеличения их потерь на трение эффект Джоуля - Томпсона начинает преобладать над эффектом теплообмена.

Образование гидратов в стволе можно предупредить теплоизоляцией фонтанных или обсадных колонн, повышением температуры газа в стволе с помощью нагревателей. Самый распространенный способ предупреждения образования гидратов - подача ингибиторов (метанола, гликолей) в поток газа. Иногда подача ингибитора осуществляется через затрубное пространство. Выбор реагента зависит от многих факторов.



1 - линия допустимых дебитов; 2 - проектный дебит; 3 - зона гидратов

Рисунок 3.18 - Изменение допустимого дебита скважины, при котором исключается образование гидратов, в процессе разработки месторождения



Дебит (в тыс. м³/сут); 1 - 20, 2 - 30. Кривые: 3 - геотермического градиента; 4 - равновесной температуры образования гидратов

Рисунок 3.19 - График определения места образования гидратов в скважинах

Место начала образования гидратов в скважинах определяют по точке пересечения равновесной кривой образования гидратов с кривой изменения температуры газа по стволу скважин (рисунок 3.19). Практически образование гидратов в стволе скважины можно заметить по снижению рабочего давления на устье и уменьшению дебита газа. Если гидраты перекрывают сечение скважины не полностью, разложения их проще всего достигнуть с помощью ингибиторов. Значительно труднее бороться с отложениями гидратов, полностью перекрывающих сечение фонтанных труб и образовавших сплошную гидратную пробку. При небольшой длине пробки ее ликвидацию обычно осуществляют продувкой скважины. При значительной длине выбросу пробки в атмосферу предшествует некоторый период, в течение которого она частично разлагается в результате снижения давления. Продолжительность периода разложения гидратов зависит от длины пробки, температуры газа и окружающих горных пород. Твердые частицы (песок, шлам, окалина, частицы глинистого раствора и т. п.) замедляют разложение пробки. Для ускорения этого процесса используют ингибиторы.

Следует учитывать также, что при образовании гидратной пробки в зоне отрицательных температур только при понижении давления получают эффект. Дело в том, что вода, выделяющаяся при разложении гидратов при низкой концентрации ингибитора, может замерзнуть и вместо гидратной образуется ледяная пробка, ликвидировать которую затруднительно.

Если пробка большой длины образовалась в стволе скважины, ее можно ликвидировать, применяя замкнутую циркуляцию ингибитора над пробкой. В результате механические примеси размываются, и на поверхности гидратной пробки постоянно содержится ингибитор высокой концентрации. [4]

3.7 Образование гидратов в газопроводах

Для борьбы с отложениями гидратов в промысловых и магистральных газопроводах применяют те же способы, что и на скважинах. Кроме того, предупредить образование гидратов можно путем ввода ингибиторов и теплоизоляции шлейфов.

По расчетным данным теплоизоляция шлейфа пенополиуританом толщиной 0,5 см при среднем дебите скважин 3 млн. м³/сут. обеспечивает безгидратный режим его работы при длине до 3 км, а при дебите 1 млн. м³/сут. - до 2 км. Практически толщину теплоизоляции шлейфа с учетом запаса можно принять равной в пределах 1 - 1,5 см.

Для борьбы с образованием гидратов при исследовании скважин применяют способ, предотвращающий их прилипание к стенкам труб. С этой целью в поток газа вводят поверхностно - активные вещества (ПАВ), конденсат или нефтепродукты. При этом на стенках труб образуется гидрофобная пленка, и рыхлые гидраты легко транспортируются потоком газа. ПАВ, покрывая поверхность жидкостей и твердых веществ тончайшими слоями, способствует резкому изменению условий взаимодействия гидратов со стенкой трубы.

Гидраты водных растворов ПАВ не прилипают к стенкам. Лучшие из водорастворимых ПАВ - ОП - 7, ОП - 10, ОП - 20 и ИНХП - 9 - можно использовать только в области положительных температур. Из нефтерастворимых ПАВ лучшим является ОП - 4 - хороший эмульгатор.

Добавление к 1 л нефтепродуктов (лигроину, керосину, дизельному топливу, стабильному конденсату) соответственно 10; 12,7 и 6 г ОП - 4 предотвращают прилипание гидратов к стенкам труб. Смесь, состоящая из 15 - 20 % (по объему) солярового масла и 80 - 85 % стабильного конденсата, предотвращает отложения гидратов на поверхности труб. Расход такой смеси составляет 5 - 6 л на 1000 м³ газа.

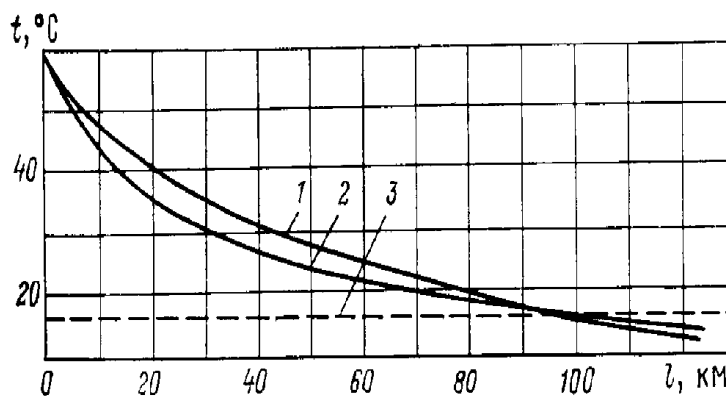
3.8 Температурный режим газопроводов

После расчета температуры и давления по длине газопровода и зная равновесные их значения, можно определить условия образования гидратов. Температура газа рассчитывается по формуле Шухова, которая учитывает теплообмен газа с грунтом. Более общая формула, учитывающая теплообмен с окружающей средой, эффект Джоуля - Томсона,

Для горизонтальных газопроводов формула (3.9) упрощается и имеет вид:

$$t = t_0 + (t_n - t_0) e^{-x\rho} - D_i \{(p_1 - p_2)(1 - e^{-x\rho}) / 1 * \varphi\}, \quad (3.10)$$

Расчеты и наблюдения показывают, что температура газа по длине газопровода плавно приближается к температуре грунта (рисунок 3.20).



1 - измеренная температура; 2 - изменение температуры;

3 - температура грунта

Рисунок 3.20 - Изменение температуры газа вдоль подземного газопровода

Выравнивание температур газопровода и грунта зависит от многих факторов. Расстояние, где разница температур газа в трубопроводе и грунте становится не ощутимой, можно определить, если в уравнении (3.10) принять

$t = t_0$ и $x = x_0$.

Тогда:

$$x_0 = (1/\varphi) \ln \{ (l\varphi (t_n - t_0) / (D_i (p_1 - p_2))) + 1 \}, \quad (3.11)$$

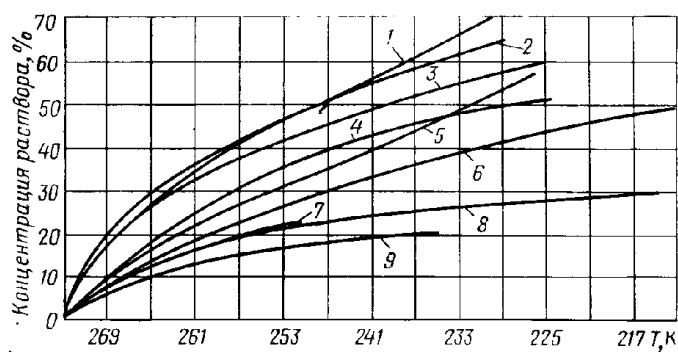
Можно считать, что на этом же расстоянии от начала газопровода прекращается выпадение влаги из газа (если оно происходило), так как температура газа не изменяется, а давление снижается.

Например, по расчетным данным на подводном газопроводе диаметром 200 мм пропускной способностью 800 тыс. м³/сут. температура газа выравнивается с температурой воды на расстоянии 0,5 км, а на подземном газопроводе при тех же параметрах - на расстоянии 17 км.

4. Предупреждение образования гидратов природных газов и борьба с ними

4.1 Ввод ингибиторов, используемых при ликвидации гидратных пробок

Место образования гидратной пробки обычно удается определить по росту перепада давления на данном участке газопровода. Если пробка не сплошная, то в трубопровод через специальные патрубки, штуцера для манометров или через продувочную свечу вводят ингибитор. Если в трубопроводе образовались сплошные гидратные пробки небольшой длины, их иногда удается ликвидировать таким же путем.



Ингибиторы: 1 - глицерин; 2 - ТЭГ; 3 - ДЭГ, 4 - ЭГ; 5 - C₂H₅ОН;
7 - NaCl; 8 - CaCl₂; 9 - MgCl₂

Рисунок 4.1 - Зависимость температуры замерзания воды от концентрации раствора

При длине пробки, исчисляемой сотнями метров, над гидратной пробкой вырезают в трубе несколько окон и через них заливают метанол. Затем трубу заваривают вновь.

Для быстрого разложения гидратной пробки применяют комбинированный способ; одновременно с вводом ингибитора в зоне образования гидратов снижают давление.

Ликвидация гидратных пробок методом снижения давления. Сущность этого метода заключается в нарушении равновесного состояния гидратов, в результате чего происходит их разложение. Давление снижают тремя способами:

- 1). Отключают участок газопровода, где образовалась пробка, и с двух сторон через свечи пропускают газ;
- 2). Перекрывают линейный кран с одной стороны и выпускают в атмосферу газ, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов;
- 3). Отключают участок газопровода с обеих сторон пробки и выпускают в атмосферу газ, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов.

После разложения гидратов учитывают следующее: возможность накопления жидких углеводородов на продуваемом участке и образование повторных гидратоледяных пробок за счет резкого снижения температуры.

При отрицательных температурах по методу снижения давления в некоторых случаях не получают должного эффекта, так как вода, образовавшаяся в результате разложения гидратов, переходит в лед и образует ледяную пробку. В этом случае метод снижения давления используют в комбинации выводом в трубопровод ингибиторов. Количество ингибитора должно быть таким, чтобы при данной температуре раствор из введенного ингибитора и воды, получившийся при разложении гидратов, не замерзал (рисунок 4.1).

Разложение гидратов снижением давления в комбинации с вводом ингибиторов происходит гораздо быстрее, чем при использовании каждого метода в отдельности.

Ликвидация гидратных пробок в трубопроводах природных и сжиженных газов методом подогрева. При этом способе повышение температуры выше равновесной температуры образования гидратов приводит к их разложению. На практике трубопровод подогревают горячей водой или паром. Исследования показали, что повышение температуры в

точке контакта гидрата и металла до 30 - 40 °С достаточно для быстрого разложения гидратов. [5]

4.2 Ингибиторы для борьбы с образованием гидратов

На практике для борьбы с образованием гидратов широко применяют метанол и гликоли. Иногда используют жидкие углеводороды, ПАВ, пластовую воду, смесь различных ингибиторов, например метанола с растворами хлористого кальция и т. д.

Метанол обладает высокой степенью понижения температуры гидратообразования, способностью быстро разлагать уже образовавшиеся гидратные пробки и смешиваться с водой в любых соотношениях, малой вязкостью и низкой температурой замерзания. Упругость паров чистого метанола и его водных растворов определяют по графику, приведенному на рисунке 4.2.

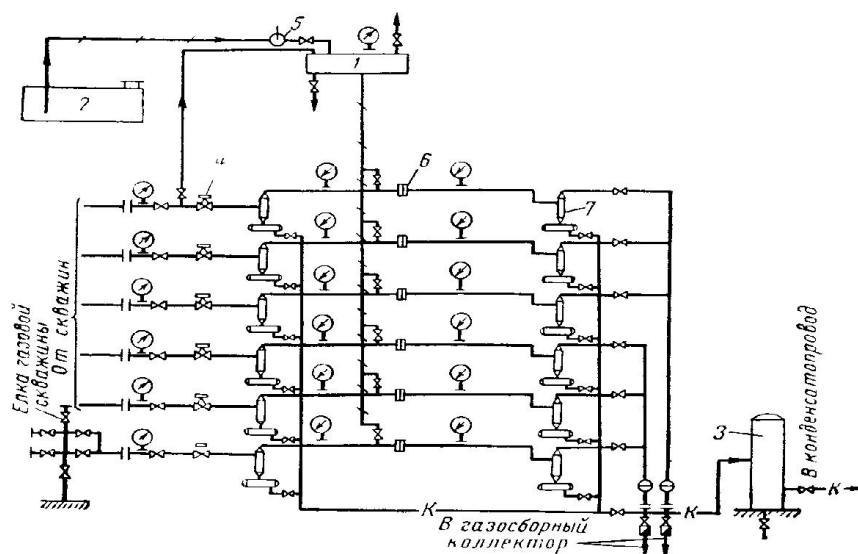
Метанол - сильный яд, попадание в организм даже небольшой дозы его может привести к смертельному исходу, поэтому при работе с ним требуется особая осторожность.

4.2.1 Ввод метанола

Наиболее распространен на газовых промыслах способ подачи метанола (CH_3OH) в струю газа. При этом он образует с парообразной и жидкой влагой спиртоводные смеси, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Пары воды поглощаются из газа, что значительно снижает точку росы, и, следовательно, создаются условия для разложения гидратов или для предупреждения их образования.

Основным условием эффективного действия метанола является взаимодействие паров воды с парами метанола и дальнейшая конденсация их, что приводит к значительному понижению влагосодержания газа. Наибольшая эффективность метанола может быть достигнута с применением

его в качестве средства, предупреждающего гидратообразование, а не для разрушения уже образовавшихся гидратов. При этом метанол необходимо впрыскивать в газовый поток, обеспечив хорошее распыление и смешение с общим газовым потоком. Для борьбы с гидратообразованием на групповом пункте предусматривается одна (иногда две) метанольная установка (рисунок 4.3), состоящая из метанольного бачка 1, емкости для хранения метанола 2, ручного насоса 5 типа БКФ - 2, обвязочных трубопроводов и вентилях. Метанол вводится, как правило, после сепараторов первой ступени под избыточным давлением, равным разности между давлением высоконапорной скважины, с которой соединен метанольный бачок, и давлением скважин, в которые вводится метанол, что составляет около $30 - 50 \text{ кгс/см}^2$. Количество вводимого в газопровод метанола для разложения образовавшихся гидратов определяют по графикам (рисунок 4.4, 4.5).

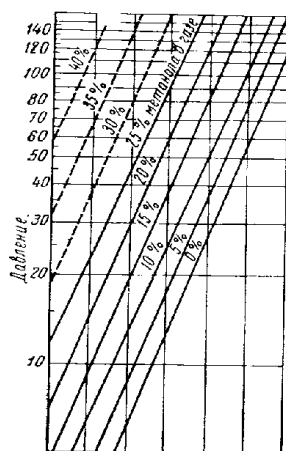


- 1 - метанольный бачок; 2 - емкость для хранения метанола;
 3 - емкость конденсата; 4 - штуцер регулируемый; 5 - ручной насос;
 7 - сепаратор циклонный; К - линии конденсата

Рисунок 4.3 - Схема группового пункта сбора и очистки газа

Сначала следует найти необходимое процентное содержание метанола в газе для разложения гидратов (см. рисунок 4.4), а затем по рисунку. 4.5

соответствующий этому проценту расход метанола в килограммах на 1000 м^3 газа.



-10 -5 0 5 10 15 20

Температура, °C

Рисунок 4.4 - Содержание метанола (в %) в газе, необходимое для разложения гидратов при различных давлениях и температурах

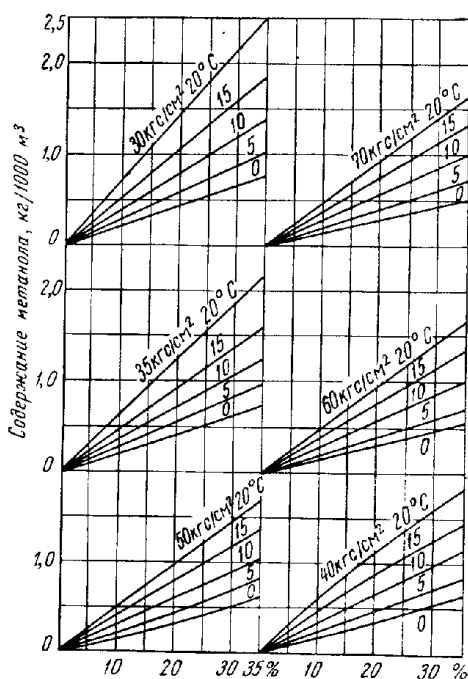


Рисунок 4.5 - Удельный расход метанола (кг/сут) для разложения гидратов, определяемый по содержанию метанола (%), давлению и температуре

Удельный расход метанола, необходимый для предотвращения гидратообразования при наличии в газе парообразной и жидкой влаги, определяется по формуле:

$$e_m = x (a + \Delta e / 100), \text{ кг/1000 м}^3, \quad (4.1)$$

где x - весовая концентрация метанола в воде в % (определяется по рисунку 4.6, исходя из снижения точки замерзания раствора $t = t_0 - t$); t - температура гидратообразования; $\alpha = e_{mg} / x$ - отношение содержания метанола в газе, обеспечивающего насыщение газа, к весовой концентрации в воде в кг (CH_3OH) 1000 м³ /% вес (CH_3OH) в воде при нормальных условиях (определяется по рисунку 4.7 для данных p и t), Δe - содержание жидкой влаги в месте подачи метанола (кг/1000 м³) определяется экспериментально, а также приближенно:

$$e = e'_n - e''_n, \quad (4.2)$$

где e'_n - начальное влагосодержание; e''_n - влагосодержание в точке ввода метанола. Величины e'_n и e''_n определяют для начальных и данных p и t . Суточный весовой расход метанола, необходимый для предотвращения гидратообразования, будет:

$$Q_m = Q_{m.g.} + Q_{m.j.} = e_m Q, \text{ кг/сут.}, \quad (4.3)$$

$$\text{где } Q_{m.j.} = Qe^*x/100.$$

Здесь Q - дебит газа при нормальных условиях в тыс. м³/сут; $Q_{m.j.}$ - количество метанола, насыщающего жидкую влагу, в кг/сут; $Q_{m.g.}$ - количество метанола, необходимое для насыщения газа, в кг/сут; Q_m - общее количество метанола, необходимое для предотвращения гидратообразования, в кг/сут.

Из формул (4.1) и (4.3) видно, что чем меньше содержание жидкой

влаги в газе, тем меньший требуется расход метанола.

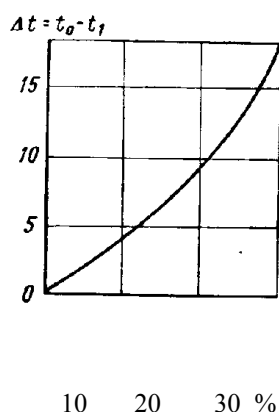


Рисунок 4.6 - Весовой процент метанола в воде x , необходимый для предотвращения образования гидратов, в зависимости от температуры, соответствующей снижению точки замерзания раствора $At = t_0 - t$ (t_0 - температура образования гидратов, t - температура газа в газопроводе)

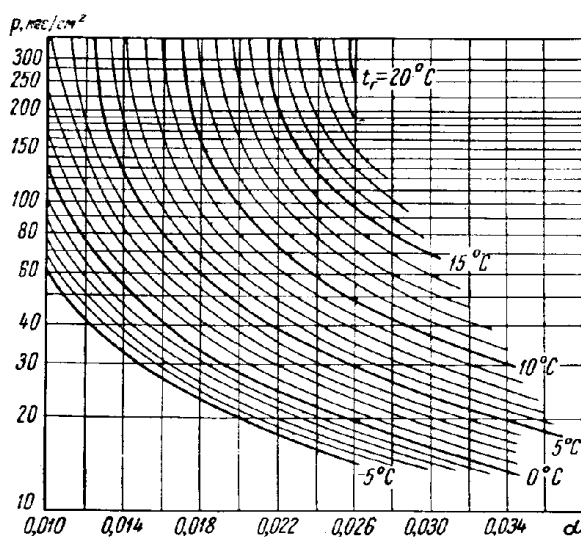


Рисунок 4.7 - Отношение содержания метанола в газе к весовому проценту его в воде, для предотвращения образования гидратов в зависимости от давления и температуры в точке образования гидратов

4.2.2 Ввод электролитов

Для борьбы с гидратообразованием все большее применение находят электролиты и, в частности, водные растворы хлористого кальция. Это недорогой, безопасный и достаточно эффективный антигидратный

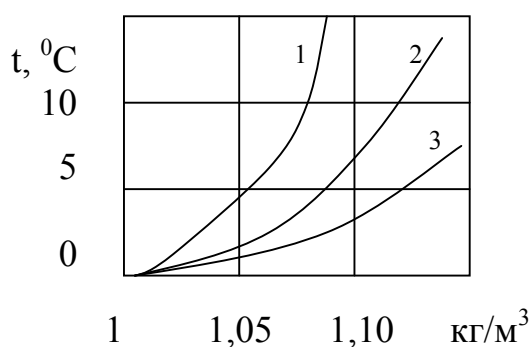
ингибитор.

Водные растворы хлористого лития также относятся к сильным электролитам, а свойства гигроскопичности их гораздо выше, чем у хлористого кальция.

Ранее было установлено, что наиболее эффективным антигидратным ингибитором является 30 % - ный раствор хлористого кальция.

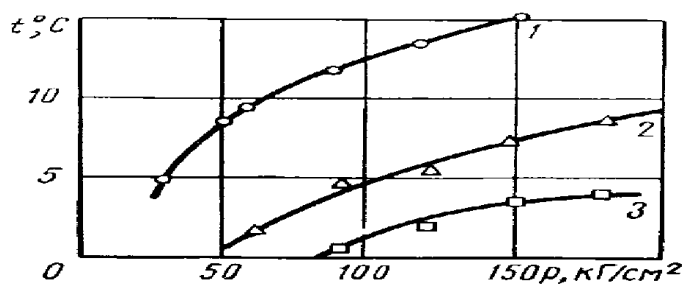
При сопоставлении величины понижения равновесной температуры гидратообразования, в присутствии растворов хлористого лития в зависимости от его концентрации с аналогичными характеристиками других антигидратных ингибиторов (рис. 4.8) установлено, что исследованные растворы наиболее эффективны.

Так, если растворы хлористого кальция плотностью 1,08 снижают равновесную температуру на 3,5 °С, то растворы хлористого лития этой же плотности приблизительно на 14 °С. Дальнейшее повышение плотности раствора хлористого лития приводит к еще большему эффекту. При растворе плотностью 1,1 кристаллогидраты не были получены даже тогда, когда давление в системе было поднято до 24,0 МПа, а температура снижена до 0,9 °С.



1 - газ - LiCl, 2 - газ - CaCl₂ + 10 % LiCl ($\rho = 1,1 \text{ г см}^3$); 3 - газ - CaCl₂

Рисунок 4.8 - Снижение равновесной температуры гидратообразования (в системе газ - раствор соли) в зависимости от плотности раствора



Системы: 1 - природный газ - вода, 2 - природный газ - пластовая вода,
3 - природный газ - комбинированный раствор
(95 % пластовой воды + 5 % метанола)

Рисунок 4.9 - Равновесные условия гидратообразования природного газа с относительной плотностью $\rho = 0,58$

Полученные данные свидетельствуют о весьма высокой эффективности растворов хлористого лития, применяемых в качестве антигидратных ингибиторов. Технологическая полезность этих растворов подтверждается не только относительно низкой рабочей концентрацией, но и достаточно низкой температурой замерзания. Например, для раствора плотностью 1,15 температура замерзания равна 62°C . Этот показатель играет особенно важную роль при решении вопросов борьбы с гидратами в условиях Крайнего Севера.

В целях экономии применение хлористого лития должно сочетаться с последующим улавливанием и регенерацией отработанного раствора. Было изучено влияние добавки хлористого лития к растворам хлористого кальция различной концентрации. В результате установлено, что эта добавка значительно увеличивает депрессию равновесной температуры гидратообразования, создаваемую растворами хлористого кальция (см. рисунок 4.8). Причем эффект резко возрастает с увеличением плотности последнего.

Таким образом, несмотря на то, что смешанные растворы значительно уступают по эффективности растворам хлористого лития они обеспечивают снижение равновесной температуры гораздо в большем диапазоне, чем

растворы хлористого кальция. В связи с этим применение растворов хлористого кальция в смеси с 10 % - ной (по объему) добавкой раствора хлористого лития позволяет с большей эффективностью бороться с гидратами.

Вместе с добываемой жидкостью на поверхность выносятся пластовые воды. Эти воды, как правило, содержат значительные количества растворенных солей, из которых чаще всего преобладая хлористый кальций. Обычно температура замерзания пластовых вод ниже 0 °С, а по характеристике они являются электролитами. Часто пластовые воды встречаются в виде крепких рассолов с достаточно низкой температурой замерзания. Кроме того, замечено, что в скважинах, где наблюдается приток минерализованной воды, интенсивность гидратообразования значительно ниже по сравнению с теми скважинами, в которых капельная влага имеет конденсатное происхождение. Это указывает на то, что пластовые воды, являясь электролитами, выполняют роль антигидратных ингибиторов, действия которых заключается в том, что при их смешивании с конденсирующейся влагой изменяется ее молекулярная структура.

Имеющиеся в растворе ионы солей разрушают ассоциации молекул воды, в результате чего исключается возможность гидратообразования. Отсюда следует, что чем больше ионов в растворе, тем меньше вероятность связывания молекул воды в кристаллическую решетку гидрата.

4.2.3 Ввод гликолей

Этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ) применяются в качестве антигидратных ингибиторов.

В таблице 4.1 приведена характеристика гликолей.

По своим качествам гликоли являются более сильными, но и более дорогими ингибиторами по сравнению с растворами хлористого кальция и метанолом. При использовании отработанный раствор обязательно регенерируется и используется вновь. Это значительно снижает стоимость

применения гликолей.

Таблица 4.1 – Характеристика гликолей

Гликоль	Температура замерзания, °С	Температура кипения, °С
$C_2H_6O_2$ (ЭГ)	От - 17,4 до - 12	197,2 (198 - 200)
$C_4H_{10}O_3$ (ДЭГ)	От - 10,45 до - 6,5	244,5 (245 - 250)
$C_6H_{14}O_4$ (ТЭГ)	- 5	280 – 290

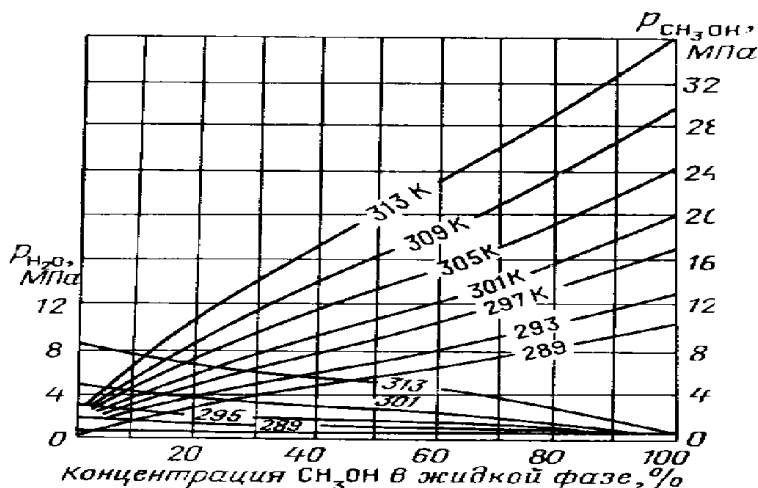
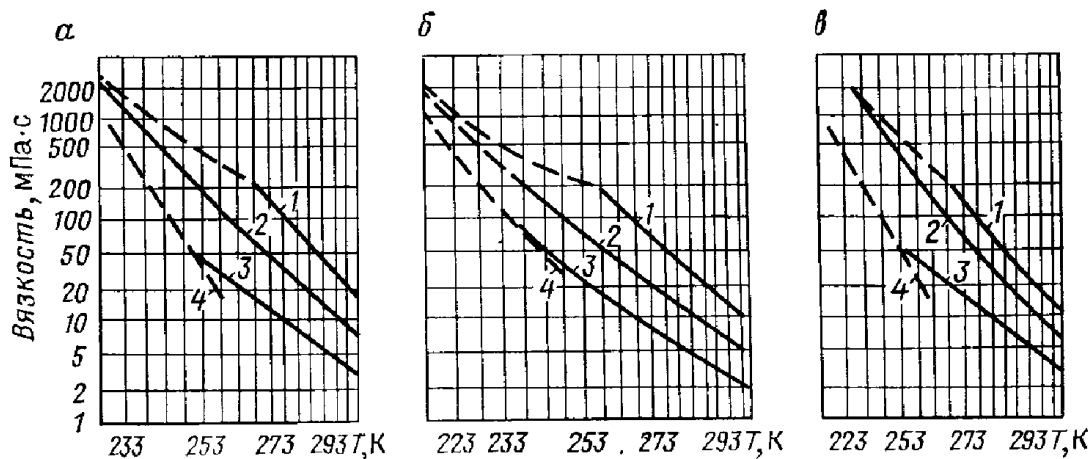


Рисунок 4.10 - Упругость паров метанола и воды над их растворами различной концентрации

Выбор гликоля зависит от состава газа. Так, в магистральном газопроводе, где присутствует природный газ, лучше применять ЭГ. Однако в сепараторах, теплообменниках и других дегидраторных аппаратах использовать ЭГ невыгодно из-за высокой упругости его паров. Для этих условий более подходят ДЭГ и ТЭГ. Следует отметить, что в единой системе сбора и транспорта газа следует применять один вид гликоля, что упрощает сбор и регенерацию отобранного раствора. С этой точки зрения целесообразнее всего применять ДЭГ.

Гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) часто используют для осушки газа и в качестве ингибитора для борьбы с отложениями гидратов. Наиболее распространен как ингибитор диэтиленгликоль, хотя применение этиленгликоля более эффективно: его

водные растворы имеют более низкую температуру замерзания, меньшую вязкость (рисунок 4.11), а также малую растворимость в углеводородных газах, что значительно снижает его потери.



А - ЭГ; б - ДЭГ; в - ТЭГ;

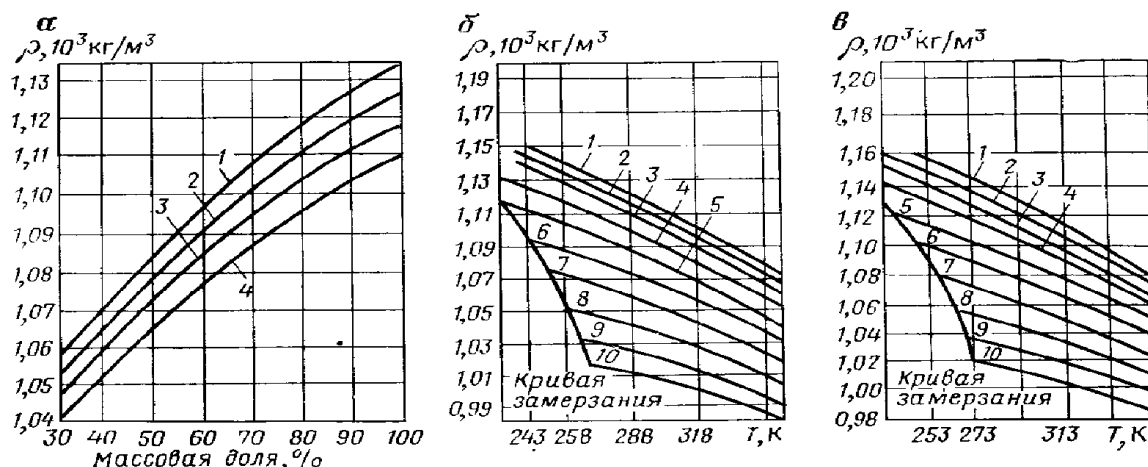
Содержание гликоля (%): 1 - 10; 2 - 25; 3 - 50; 4 - кривая замерзания

Рисунок 4.11 - Зависимость вязкости водных растворов гликолей от температуры

Гликоли с водой также смешиваются в любых соотношениях. Плотность водных растворов гликолей и температуру их замерзания можно определить по графикам (рисунок 4.12 и 4.13). Наиболее низкие температуры замерзания этих растворов находятся в пределах концентрации 60 - 70%, которые являются оптимальными при использовании гликолей в качестве ингибиторов гидратов. Так как упругость паров гликолей при температуре образования гидратов небольшая (рисунок 4.14), то они при вводе в трубопровод практически полностью остаются в жидкой фазе, что упрощает их улавливание для повторного использования.

Регенерация гликолей проводится до получения свежего раствора. Потери гликолей при использовании их в качестве ингибиторов гидратов складываются из потерь при регенерации (термическое разложение и унос), потерь в результате неполного отделения от газа в сепараторах, растворения

гликолей в конденсате и газе, всевозможных утечек и др.

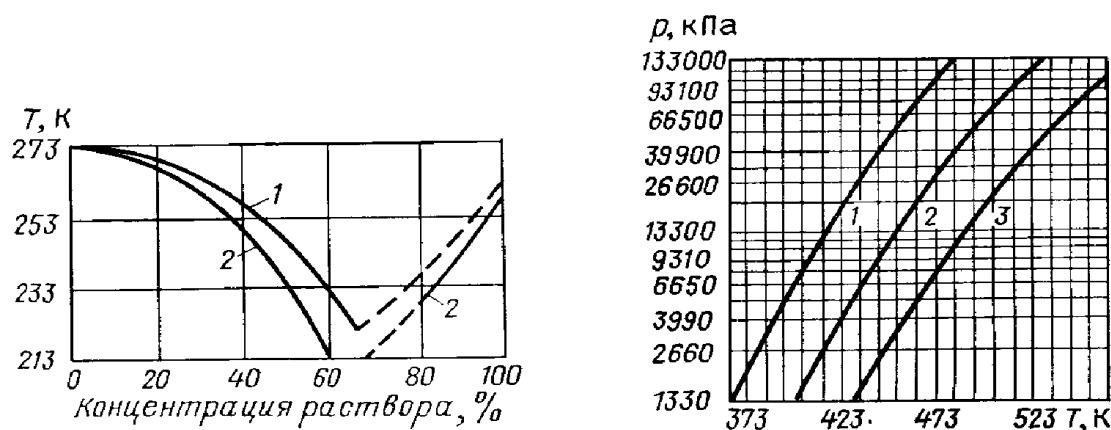


а - ЭГ. Температура (°C): 1 - 44; 2 - 156; 3 - 267; 4 - 378;

б - ДЭГ; в - ТЭГ. Массовая доля в %: 1 - 100; 2 - 90, 3 - 80, 4 - 70;

5 - 60; 6 - 50; 7 - 40; 8 - 30; 9 - 20; 10 - 10

Рисунок 4.12 - Зависимость плотности водных растворов гликолей от температуры



1 - ДЭГ; 2 - ЭГ

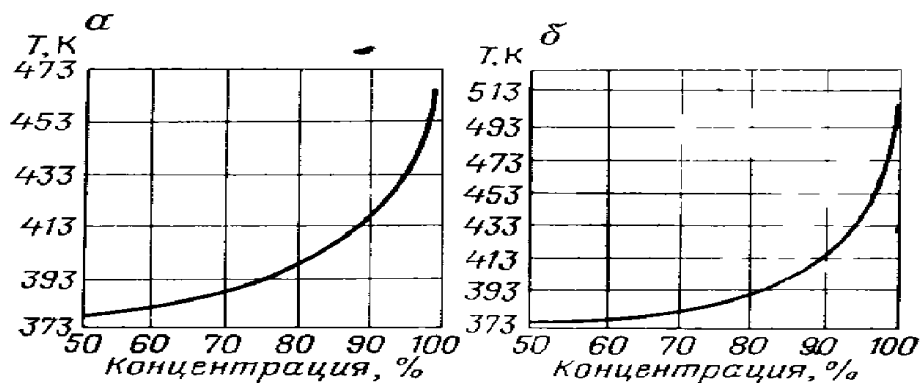
1 - ЭГ; 2 - ДЭГ; 3 - ТЭГ

Рисунок 4.13 - Зависимость температуры замерзания водных растворов гликолей от концентрации

Рисунок 4.14 - Зависимость упругости паров гликолей от температуры

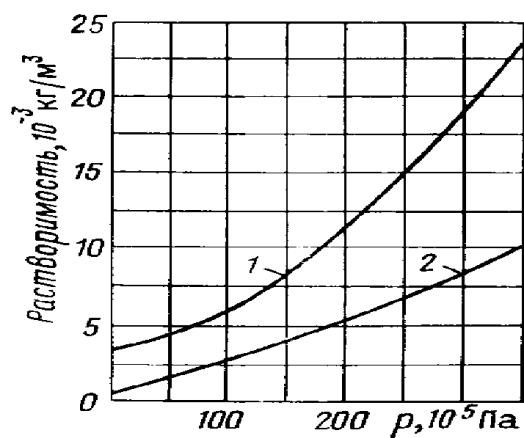
Потери вследствие растворимости гликолей в углеводородах невелики, однако они увеличиваются при наличии в конденсате ароматических

углеводородов (рисунок 4.15, 4.16, 4.17). При наличии в конденсате ароматических углеводородов гликоли образуют пену и эмульсии, что отрицательно влияет на работу установки и увеличивает потери.



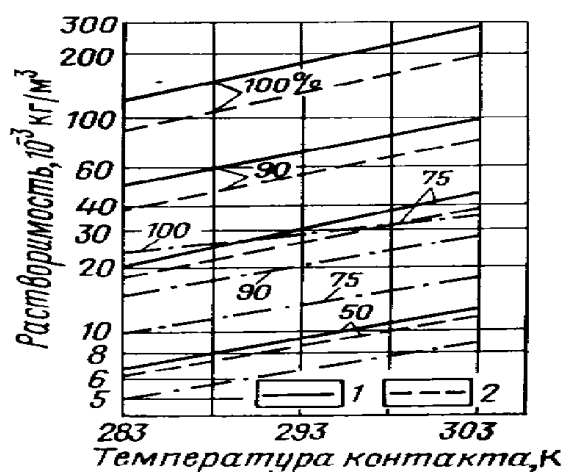
а-ЭГ, б-ДЭГ

Рисунок 4.15 - Зависимость температуры регенерации гликолей от концентрации



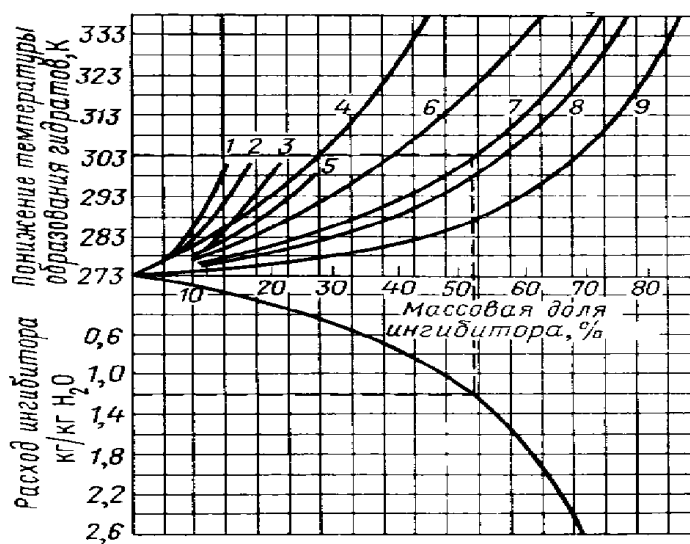
Температура (°C): 1 - 37,5; 2 - 25

Рисунок 4.16 - Зависимость растворимости ДЭГ в природном газе от давления



1 - ТЭГ; 2 - ДЭГ

Рисунок 4.17 - Зависимость растворимости гликолей в парафиновых углеводородах от температуры



1 - LiCl; 2 - MgCl₂; 3 - NaCl; 4 - NH₄; 5 - CaCl₂;
6 - CH₃OH; 7 - ЭГ; 8 - ДЭГ; 9 - ТЭГ

Рисунок 4.18 - Номограмма для определения понижения температуры образования гидратов природных газов и расхода ингибиторов

В некоторых случаях при эксплуатации скважин температура образования гидратов значительно снижается, например при обводнении скважин. Чем выше минерализация воды, поступающей из скважины вместе с газом, тем ниже температура образования гидратов. Присутствие нефти и дизельного топлива препятствует прилипанию образовавшихся гидратов к

поверхности труб.

Понижение температуры образования гидратов, а также расход того или иного ингибитора (из расчета на 1 кг выделившейся из газа влаги) можно определить по графику (рисунок 4.18). [4]

4.3 Осушка газа

Наиболее радикальным способом предотвращения в системе газоснабжения гидратов и водяных пробок образования является осушка газа. Специальные установки по осушке газа размещаются обычно на УКПГ или на головных сооружениях магистральных газопроводов.

Существующие способы осушки при подготовке газа к дальнейшему транспортированию подразделяются на две основные группы:

- 1) Сорбционные - поглощение влаги жидкими (абсорбция) и твердыми (адсорбция) сорбентами;
- 2) Охлаждением газового потока с дополнительным компримированием и без него.

В результате осушки газа точка росы паров воды должна быть снижена ниже минимальной температуры при транспортировании газа.

Наиболее распространены два способа осушки газа: с использованием жидкого поглотителя – ДЭГ, ТЭГ и твердого поглотителя – силикагеля, активированной окиси алюминия (бокситов) и цеолитов. Эти вещества гранулированы и имеют сильно развитую внутреннюю поверхность сообщающихся между собой пор, размер которых составляет единицы и десятки ангстрем. Удельная поверхность составляет сотни квадратных метров на 1 г поглотителя. Влага адсорбируется в порах при низкой температуре поглотителя и испаряется при подогреве.

Методы абсорбции ди- и триэтиленгликолями обеспечивают снижение точки росы на 24 – 40 °С.

Практика показала, что влагосодержание газа, транспортируемого по

магистральным газопроводам, должно, составлять, не более $0,05 - 0,1 \text{ г/м}^3$. Осушка газа предотвращает гидратообразование и снижает внутреннюю коррозию газопровода.

Жидкий сорбент, пригодный для осушки природных газов, должен удовлетворять требованиям: высокая взаимная растворимость с водой; низкая стоимость; антикоррозийность; стабильность по отношению к газовым компонентам; стабильность при регенерации; простота регенерации; малая вязкость; низкая упругость паров при температуре контакта, малое поглощение углеводородных компонентов газа; низкая способность к пенообразованию или образованию эмульсии.

В наибольшей степени этим требованиям отвечает диэтиленгликоль:

$(\text{CH}_2\text{CH}_2\text{OH})_2\text{O}$, представляющий собой прозрачную глицериноподобную жидкость с температурой кипения 245°C и температурой замерзания минус 9°C . Плотность ДЭГ – $1,116 \text{ кг/м}^3$.

Для осушки газа с целью снижения точки росы до минус $15 - \text{минус } 20^\circ\text{C}$ используется ДЭГ концентрации $99 - 99,5 \%$. Необходимое количество ДЭГ можно рассчитать по формуле:

$$Q = (W_1 - W_2) c_2 / (c_1 - c_2), \quad (4.4)$$

где Q - расход ингибитора, кг/1000 м^3 газа; W_1 - влагосодержание газа до ввода в него ингибитора (берется по специальным графикам для пластовых условий), кг/1000 м^3 газа; W_2 - влагосодержание потока газа при условиях вывода ингибитора (например в сепараторе); c_1 - концентрация вводимого раствора ингибитора, % вес. (величина заданная); c_2 - концентрация выводимого раствора, % вес., величина либо заданная, либо определяемая.

Необходимый расход ДЭГ определяется по зависимости (рисунок 4.19).

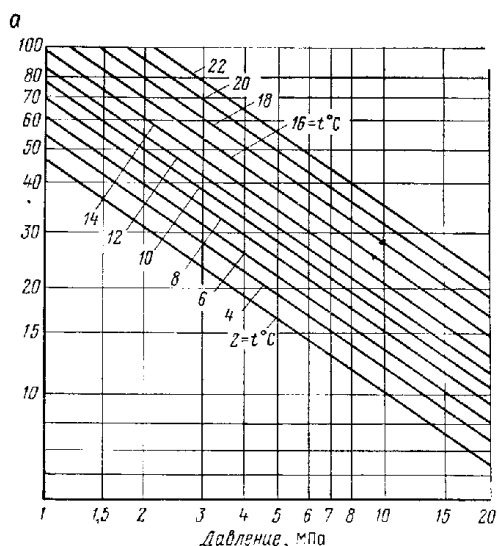


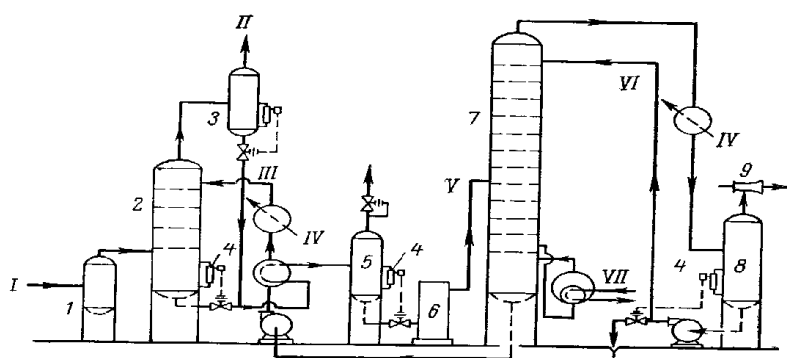
Рисунок 4.19 Зависимость a от давления и температуры

Процесс абсорбции проходит в сравнительно узких температурных пределах. Верхний предел температуры абсорбции определяется потерями гликоля в результате испарения. Практически верхний температурный предел составляет около 35 °С.

Требуемая температура абсорбции определяется границей, до которой может быть охлажден регенерируемый гликоль входящим газом, теплотой абсорбции поглощенной воды и газоконденсатным отношением. Низкий температурный предел абсорбции определяется влиянием вязкости гликоля на поглонительную способность воды. Минимальная температура процесса примерно равна 10 °С. Схема установки осушки газа гликолями предусматривает вакуумную регенерацию раствора (рисунок 4.20); она предназначена для глубокой осушки газа. Поступающий газ проходит через входной сепаратор 1, в котором отделяется капельная влага. Затем он попадает в абсорбер - контактор 2 на нижнюю тарелку. Газ в абсорбере поднимается через тарелки вверх, контактируя с раствором гликоля, подающимся на верхнюю тарелку. Концентрированный раствор гликоля, постепенно насыщаясь, опускается в нижнюю часть контактора, откуда через теплообменник, выветриватель 5 и фильтр 6 поступает в выпарную колонну 7. В нижней части выпарной колонны поддерживается температура 150 - 180

°С, а в верхней части 105 °С. Регенерированный (концентрированный) раствор гликоля через теплообменник и холодильник снова подается на верхнюю тарелку абсорбера. Затем рабочий цикл начинается снова. Осушенный в абсорбере газ поступает в каплеотделитель 3, в котором отделяется уносимый капельный гликоль; газ из каплеотделителя уходит в газопровод. Раствор гликоля, определяемый в каплеотделителе, поступает через сбросную линию абсорбера на регенерацию. Для снижения потерь гликоля при регенерации в верхней части выпарной колонны обеспечивается холодное орошение; температура здесь поддерживается в пределах 80 - 105 °С. Отходящие пары воды и гликоля из выпарной колонны через холодильник поступают в сборник конденсата 8, откуда пары воды эжектируются в атмосферу, а охлажденный гликоль поступает на орошение и хранение.

В современных установках совмещаются многие процессы по подготовке газа к транспорту.



1 - поступающий газ; II - осушенный газ; III - концентрированный гликоль;

IV - охлаждающая вода; V - разбавленный гликоль; VI - поток орошения в колонну; VII - водяной пар; 1 - входной сепаратор; 2 - абсорбер; 3 - каплеуловитель; 4 - регулятор уровня; 5 - выветриватель; 6 - фильтр; 7 - регенератор; 8 - сборник конденсата; 9 - паровой эжектор

Рисунок 4.20 - Принципиальная схема установки осушки газа гликолями

Диэтиленгликолевые установки выгодны при осушке газа до точек росы, не превышающих минус 20 °С. При необходимости обеспечить более глубокую осушку используют адсорбционные установки, в которых поглотителем влаги служит силикагель.

Другим важным технологическим показателем работы установки является скорость газа в свободном сечении колонны. Ее можно найти по формуле:

$$v = \frac{K}{\sqrt{\rho}}, \quad (4.5)$$

Величина K зависит от ρ (плотности газа в рабочих условиях, кг/м³). В первом приближении v можно принять равной 0,82 м/с. При заданных расходе обрабатываемого газа и его скорости в колонне можно найти диаметр абсорбера:

$$D = 6,8 \cdot 10^{-2} \sqrt{\frac{Q \cdot T}{P \cdot v}}, \quad (4.6)$$

где Q - расход газа, м³/с; P - давление в колонне, МПа; v - скорость движения газа в рабочих условиях; T - абсолютная температура в колонне.

Диаметр испарительной колонны обусловлен допустимой скоростью в ней паров воды - 0,5 - 0,6 м/с.

Адсорбционная установка в отличие от абсорбционной работает циклически: поглотитель в ней неподвижен. Схематически процесс происходит следующим образом. Имеются две одинаковые колонны, заполненные адсорбентом (см. рисунок 4.21). Одна предназначена для поглощения влаги, другая - для регенерации. Газ через сепаратор 1 поступает снизу в колонну 2, проходит через адсорбент и осушенным уходит из верхней части емкости в газопровод. В это время в колонну 3 с помощью газодувки 4 сверху нагнетается нагретый до 250 - 300 °С газ, который

высушивает поглотитель. В теплообменнике 5 и холодильнике 6 газ охлаждается и направляется в сепаратор 7, где влага из системы удаляется. Холодный сухой газ подогревается в теплообменнике 5 и в печи 8 и направляется снова в колонну 2. Процесс продолжается до полного восстановления поглотительной способности адсорбента. Затем роли колонн меняются.

Поглотительная способность твердых сорбентов составляет 4 - 8% их собственного веса. Механические примеси природного газа, тяжелые углеводороды, сероводород заметно снижают активность твердых поглотителей. В благоприятных условиях поглотитель работает два-три года.

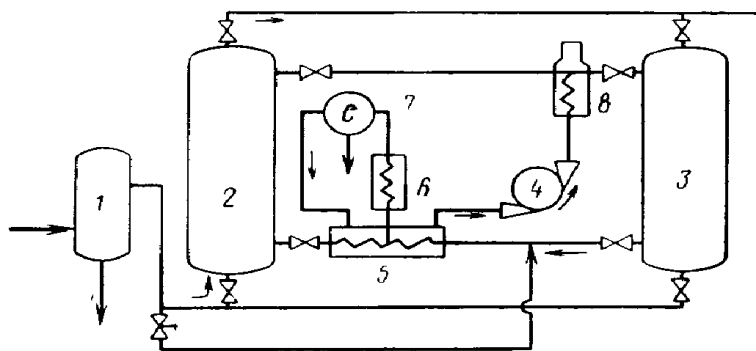


Рисунок 4.21 - Схема сорбционной установки для осушки газа

Необходимое количество сорбента G (кг) может быть найдено по формуле:

$$G = Q(W_1 - W_2)t/a \quad (4.7)$$

где W_1 , W_2 - влагосодержание газа соответственно до обработки и после нее, кг/м³; Q - расход газа, м³/с; a - активность сорбента в %; t - продолжительность цикла, с.

Допустимая скорость газа в адсорбере может быть найдена по полуэмпирической формуле Леду:

$$v = 0,41\sqrt{\rho_r \cdot \rho_a \cdot d}, \quad (4.8)$$

где v - весовая скорость, кг/м³; ρ_r - плотность газа в колонне, кг/м³; ρ_a - плотность адсорбента, кг/м³; d - средний диаметр гранулы адсорбента, м.

Сорбент размещен на полках высотой 2 - 3 м. Производительность одной колонны до 50 - 100 м³/с. При необходимости осушать большее количество газа строят ряд параллельно работающих установок. Продолжительность поглощения 8 - 12 ч., регенерации - 4 - 8 ч.

4.4 Предупреждение гидратообразования в системах промыслового сбора газа залежей Ямбургского ГКМ

Для сбора газа на УКПГ Ямбургского месторождения, согласно проекту обустройства, была принята коллекторно - кустовая схема. Скважины куста работают в единый газопровод - шлейф Ø 530 мм, при этом имеются как короткие (1 - 2 км), так и очень длинные шлейфы (до 12 км). Все шлейфы теплоизолированы пенополиуретановыми скорлупами толщиной 60 мм, теплоизоляция заключена в кожух из листового алюминия марки АД - 1. Параллельно газосборному шлейфу проложен метанолопровод Ø 57 мм. В начальный период разработки давление газа составляло 9,4 - 9,8 МПа при температуре 10 - 16 °С на устье скважин. Заметим, что температура начала гидратообразования при этих давлениях составляет 12 - 13 °С. следовательно, часть шлейфов (главным образом, длинные) работало в режиме гидратообразования.

Проведенное еще в 1987 году сотрудниками ВНИИГАЗа и “Ямбурггаздобычи” обследование термобарических режимов шлейфов подтвердило достаточно высокую эффективность проектного решения – теплоизоляции шлейфов: при температурах до минус 20 °С падение температуры составило в среднем 0,5 °С/км и определялось не только (а иногда, - и не столько) теплопередачей в окружающую среду, но и

снижением температуры за счёт падения давления, т.е. дроссель-эффектом.

Значение фактических коэффициентов теплопередачи K , полученных по промысловым замерам, колебались в широком диапазоне - от 0,3 до 3 - 4 Дж/м² ч град (при расчетном проектном значении для новой сухой и неповрежденной теплоизоляции - 1 Дж/м² ч град). Это объясняется главным образом сравнительно низкой точностью температурных измерений (особенно ненадежным представляется измерение температуры в начале шлейфа в зимнее время года), а также небольшим перепадом температур между началом и концом шлейфа. При более точных температурных измерениях по-видимому следует ожидать, что экспериментальный коэффициент теплопередачи для шлейфов Ямбургского месторождения будет не очень сильно подвержен влиянию сезонного колебания из-за того, что все шлейфы теплоизолированы с наземной прокладкой. Для сравнения отметим, что на месторождении Медвежье имеются теплоизолированные шлейфы, уложенные подземным способом. При этом осредненный коэффициент теплопередачи таких шлейфов испытывает весьма сильное колебание в течении года (в три - четыре раза). Особо отметим, что максимальных значений коэффициент теплопередачи K достигает в период активного таяния снегов и появления талых вод (май, июнь), а также с наступлением дождливого периода и резкого снижения среднесуточной температуры (сентябрь, октябрь, ноябрь), что связано с появлением открытых участков шлейфа и насыщением влагой грунта, окружающего шлейф.

В то же время наземная прокладка шлейфов в теплоизоляции позволяет в значительной степени избежать этого негативного явления, но вместе с тем все-таки приводит к заметному охлаждению газа в шлейфах при сильных морозах (минус 35 °С и ниже). [3]

4.5 Основные характеристики, влияющие на расход ингибиторов

Для расчета изменения условий образования гидратов в присутствии ингибиторов, а также их содержания в газовой и жидкой углеводородных фазах необходимо определять активности компонентов водного раствора ингибитора. Активности воды и метанола в системе вода - метанол. Поведение системы вода - метанол слабо отличается от идеального, поэтому для описания зависимости коэффициентов активности от состава можно пользоваться практически любыми уравнениями. Воспользуемся уравнениями Ван - Лаара:

$$\ln \gamma_1 = \ln \gamma_1^\infty \left[1 + \frac{\ln \gamma_1^\infty}{\ln \gamma_2^\infty} \left(\frac{1-\chi}{\chi} \right) \right]^{-2}, \quad (4.9)$$

$$\ln \gamma_2 = \ln \gamma_2^\infty \left[1 + \frac{\ln \gamma_2^\infty}{\ln \gamma_1^\infty} \left(\frac{\chi}{1-\chi} \right) \right]^{-2}, \quad (4.10)$$

где χ - мольная доля метанола в растворе.

Индекс 1 относится к воде, индекс 2 - к метанолу и используется симметричная нормировка коэффициентов активности.

Предельные коэффициенты активности γ_1^∞ , γ_2^∞ в диапазоне температур $243 \text{ K} < T < 320 \text{ K}$ могут быть аппроксимированы следующими зависимостями:

$$\ln \gamma_1^\infty = 2,2 - 530/T \text{ и } \ln \gamma_2^\infty = 3,1 - 715/T.$$

Коэффициенты активности γ_1 и γ_2 связаны с активностями воды a_1 и метанола a_2 соотношениями:

$$a_1 = \gamma_1(1 - \chi), a_2 = \gamma_2\chi, \quad (4.10)$$

Мольная доля метанола χ связана с его массовой концентрацией соотношением:

$$\chi_{\text{мас}} = 3200\chi / (18 + 14\chi), \quad (4.11)$$

где $\chi_{\text{мас}}$ - содержание метанола в растворе, мас. %.

Точность расчета по формулам (4.9), (4.10) оценивается в 5 - 15 %.

Активность воды и ДЭГа в системе вода - ДЭГ. По данным ЮжНИИГипроГаза, коэффициенты активности воды (γ_1) и ДЭГа (γ_2) в системе вода - ДЭГ с погрешностью 15 % в диапазоне температур $273 \text{ K} < T < 303 \text{ K}$ равны:

$$\ln \gamma_1 = \frac{-190}{T} \left[1 + \frac{190}{120} \left(\frac{1-\chi}{\chi} \right) \right]^{-2}, \quad (4.12)$$

$$\ln \gamma_2 = \frac{-120}{T} \left[1 + \frac{120}{190} \left(\frac{\chi}{1-\chi} \right) \right]^{-2}, \quad (4.13)$$

Мольная доля (χ) ДЭГа связана с его массовой концентрацией ($\chi_{\text{мас}}$) соотношением:

$$\chi = \frac{\chi_{\text{мас}} / 106,12}{\chi_{\text{мас}} / 106,12 + (100 - \chi_{\text{мас}}) / 18,015}, \quad (4.14)$$

Активность воды в системе вода - ЭТ - 1. Для нового осушителя и ингибитора гидратов ЭТ - 1, коэффициент активности воды γ_1 по экспериментальным данным ТюменНИИГИПРОГаза равен:

$$\text{Lg} \gamma_1 = - \frac{2,3}{T(0,345 + \frac{0,04(1-\chi)}{\chi})^2}, \quad (4.15)$$

где χ - мольная доля ЭТ - 1 в водном растворе (здесь ЭТ - 1 рассматривается как компонент с некоторой средней молекулярной массой).

Следует отметить, что поведение систем спирт (гликоль) - вода не сильно отличается от идеального и в оценочных расчетах можно полагать $\gamma_1 \approx 1$ при $x \leq 0,3$ и $\gamma_2 \approx 1$ при $x \geq 0,7$.

Активность воды в водных растворах электролитов. Прежде всего отметим, что коэффициенты активности воды в растворах электролитов слабо зависят от температуры. Существует ряд аналитических выражений, связывающих температуру замерзания водного раствора T_3 и активность воды при 298,15 К. простая формула Здановского имеет вид:

$$T_3 = 320,8 / (1,1750 - \lg a_1^0), \quad (4.16)$$

Наиболее точная эмпирическая формула такого рода (Зайцева и Цейтлина), пригодная для любых электролитов имеет вид:

$$T_3 = 10^{-3} / [3.6608 - 3.2979 \lg a_1^0 - 7,4302 (\lg a_1^0)^2 - 60,731 (\lg a_1^0)^3], \quad (4.17)$$

Среднеквадратическая погрешность формулы (4.17) составляет 0,16 К. следует отметить, что формулу (4.17) можно использовать и для оценки активности воды в водных растворах органических ингибиторов.

4.6 Анализ возможности замены метанола на другие антигидратные реагенты на базе алифатических спиртов

Взамен чистого метанола практически с той же антигидратной эффективностью можно использовать технические его сорта, а также полупродукты производства или кубовые остатки химических производств, где метанол применяется в технологическом цикле. При этом ставится задача снижения эксплуатационных затрат на предупреждение гидратообразования

за счет использования более дешевых, чем метанол, продуктов, либо за счет введения в состав ингибитора малолетучих добавок. В последнем случае уменьшается потери метанола с газовой фазой, тогда как использование нелетучих реагентов-добавок в чистом виде или невозможно, или экономически нецелесообразно (из-за высокой вязкости, неподходящей температуры замерзания, наличия предела ингибирующего действия).

В последнее время детально исследуются возможности получения различных кислородосодержащих продуктов (в основном метанольных) непосредственно на месторождениях посредством неполного окисления природного газа кислородом воздуха. В результате проведенных исследований выявлено влияние гидродинамических параметров воздуха (окислителя) и природного газа на количество и состав полученных продуктов. Выход жидкой фазы на 1000 м³ газа составляет 39 - 43 кг, в состав входят CH_3OH (около 50 мас. %), высшие спирты (1 - 2 %), формальдегид (8 %), альдегиды, эфиры, кислоты и вода (32 - 34 мас. %). Определены оптимальные термодинамические параметры ведения процесса: давление - 10 МПа, температура - 400 - 420 °С. механизм реакции - цепной. Следует, однако, отметить определенные недостатки получаемого метанольного продукта: нестабильность состава (т.к. возможно продолжение процесса окисления) и наличие кислот, что обуславливает его коррозионную активность. Поэтому при промышленном внедрении в состав метанольного продукта необходимо вводить небольшие добавки ингибиторов коррозии, а также нейтрализовать кислоты. Антигидратная активность метанольного продукта ниже на 20 - 30 %, чем чистого метанола

В ряде случаев из-за высокой упругости паров метанола имеют место большие его потери с газовой фазой. Поэтому определенное внимание уделяется разработке смешанных составов, в которые помимо метанола входят и менее летучие водорастворимые органические реагенты. Так, предложен (А.С. № 510256) ингибитор гидратообразования, содержащий наряду с CH_3OH изопропиловый спирт (8 - 11 мас. %) и этиленгликоль (10 -

19 мас. %).

При гидратном методе получения метанола и фурфурола из этилена на стадии очистки целевого продукта с метанольной и очистной колонн отбирают метанольную фракцию (МФ), а с укрепляющей эфирной колонны - эфиральную фракцию (ЭФА). Впервые как ингибиторы гидратообразования МФ и ЭАФ предложено использовать еще 15 лет назад, однако, реального внедрения данные композиции до настоящего времени не получили.

Метанольная фракция по ТУ 81-04-175-78 содержит органической части не менее 93 мас. %, причем метанола не менее 80 мас. %, кислотность в перерасчете на уксусную кислоту до 500 мг/дм³. Состав МФ непостоянный (и зависит от технологического режима работы колонн), при хранении состав меняется (продукт окисляется).

В состав ЭФА входят главным образом этанол и диэтиловый эфир (в среднем в пропорции 2:1) с небольшими примесями ацетальдегида (и других альдегидов и эфиров) и воды. Состав ЭАФ также непостоянный. МФ и ЭАФ проявляют коррозионную активность.

С целью анализа реальных возможностей внедрения МФ и ЭАФ в практику ингибирования во ВНИИПромгазе недавно проведены детальные исследования по следующим направлениям:

анализ промышленной базы (возможности гидролизных заводов и анализ составов этих продуктов);

изучение антигидратной активности отдельных гидролизных фракций, их смесей и композиций;

рассмотрение возможности выпадения твердой при контакте гидролизных фракций с пластовыми водами и при низких (до минус 60 °С) температурах;

изучении коррозионной активности продуктов.

Проведенные исследования позволили выработать определенную тактику использования МФ. Для усреднения состава рекомендовано

смешивать поступающие МФ с разных заводов, а с целью снижения коррозионной активности использовать МФ в виде композиции с метанолом-сырцом, причем количество МФ не должно превышать 30 %.

Другой пример побочного продукта спиртового производства - упаренная последрожжевая барда (УПБ). УПБ представляет собой темно-коричневую жидкость со специфическим запахом, нетоксична, смешивается с водой и спиртами в любых соотношениях. Не коррозионно-активна и мало растворима в углеводородном конденсате, имеется достаточная промышленная база. Как ингибитор гидратообразования УПБ предложена во ВНИПИГАЗе. Ее основные физико-химические свойства: кинематическая вязкость при 20 °С равна 2,4 м²/с, температура замерзания - минус 30 °С, плотность при 20 °С - 1,145 кг/м³. При практическом использовании УПБ снижение температуры гидратообразования может составить 10 - 12 °С.

Таким образом, имеется ряд ингибиторов на базе метанола, которые могут быть использованы на УНТС Ямбургского ГКМ с целью сокращения эксплуатационных затрат на предупреждение гидратообразования. [8]

5. Расчет расхода ингибитора на УКПГ - 5

5.1 Гидравлический и тепловой расчет шлейфов

Гидравлический расчет шлейфа выполняется для определения потерь при движении определенного количества газа по трубопроводу, распределения потерь давления по его длине.

Тепловой расчет шлейфа производится с целью оценки распределения температуры по его длине и определения места возможного образования гидратов.

Конечное давление в шлейфе при известном начальном давлении определяется так:

$$P_K = \sqrt{P_H^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot T_{CP} \cdot Z_P \cdot l}{10,23 \cdot 10^{-12} \cdot d_{BH}^5}}, \quad (5.1)$$

где P_H - давление газа в начале газопровода, МПа; λ - коэффициент гидравлического сопротивления газопровода; T_{CP} - средняя температура в газопроводе, К;

l - длина газопровода, км; Δ - относительная плотность газа в нормальных условиях и определяется по уравнению:

$$\Delta = \frac{\rho_G}{\rho_B} = \frac{M_G}{29}, \quad (5.2)$$

где ρ_G , ρ_B - плотность газа и воздуха соответственно; M_G - молекулярная масса газа; 29 - молекулярная масса воздуха.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от режима движения газа. В промысловых газопроводах режим движения всегда турбулентный. Для такого режима существует несколько формул,

определяющих величину λ . Наиболее простая и известная из них эмпирическая формула, предложенная Веймаутом:

$$\lambda = 0,009407/d^3, \quad (5.3)$$

Среднюю температуру газа на расчетном участке вычисляют по уравнению:

$$T = T_{OC} + \frac{T_y - T_{OC}}{a \cdot L} (1 - e^{-a \cdot L}), \quad (5.4)$$

где T и T_y - температура окружающей среды и на устье скважины соответственно, К; L - длина шлейфа, км; a - параметр Шухова, рассчитывают по формуле:

$$a = \frac{262,3 \cdot K \cdot d_H}{Q \cdot \rho \cdot C_p \cdot 10^6}, \quad (5.5)$$

где K - коэффициент теплопередачи от транспортируемого газа окружающей среде, Вт/(м \cdot °С), для приближенных расчетов принимают $K=1,745$ Вт/(м \cdot °С); C - изобарическая теплоемкость газа, кДж/кг, для приближенных расчетов принимают $C_p=2,177$ кДж/кг; d_H - наружный диаметр шлейфа, мм.

При известном значении P_K - давление на заданном участке шлейфа определяют по формуле:

$$P_X = \sqrt{P_y^2 - (P_y^2 - P_K^2) \cdot x / L}, \quad (5.6)$$

где x - расстояние от начала до расчетной точки шлейфа, км.

Температура газа на заданном участке шлейфа может определяться по

уравнению:

$$T_L = T_{OC} + (T_y - T_{OC}) \cdot e^{-aL} - D_i \frac{P_y^2 - P_K^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_{CP}} (1 - e^{-aL}), \quad (5.7)$$

где D_i - эффект Джоуля-Томпсона, то есть снижение температуры газа при понижении давления, $^{\circ}\text{C}/\text{МПа}$, для приближенных расчетов применяют $D_i = 2,5 ^{\circ}\text{C}/\text{МПа}$; L - длина шлейфа, км.

P_{CP} - среднее значение давления на расчетном участке шлейфа, определяется по уравнению:

$$P_{CP} = \frac{2}{3} \left(P_y + \frac{P_K^2}{P_y + P_K} \right), \quad (5.8)$$

где P_y и P_K - давление в начале и конце шлейфа, МПа.

Гидравлический и тепловой расчет шлейфа по предложенной выше методике произведен при помощи ПЭВМ. Программа расчета приведена в приложении А.

Для расчета были использованы следующие исходные данные:

Расход газа в шлейфе, млн.м ³ /сут.	- 2,85 и 5.71
Давление газа на устье скважины, МПа	- 4,9
Температура газа на устье скважины, К	- 285
Температура окружающей среды, К	- 238; 273; 293
Относительная плотность газа по воздуху	- 0,561
Внутренний диаметр шлейфа, м	- 0,5
Наружный диаметр шлейфа, м	- 0,53
Длина шлейфа, км	- 2,0 и 10,0
Коэффициент сверхсжимаемости газа	- 0,9
Изобарическая теплоемкость газа, кДж/кг	- 2,21
Коэффициент теплопередачи от газа	

к окружающей среде, Вт/(м²·°C) - 1,75

Эффект Джоуля-Томпсона D_i, °C/МПа - 2,5

Результаты теплового расчета приведены в таблице 5.1.

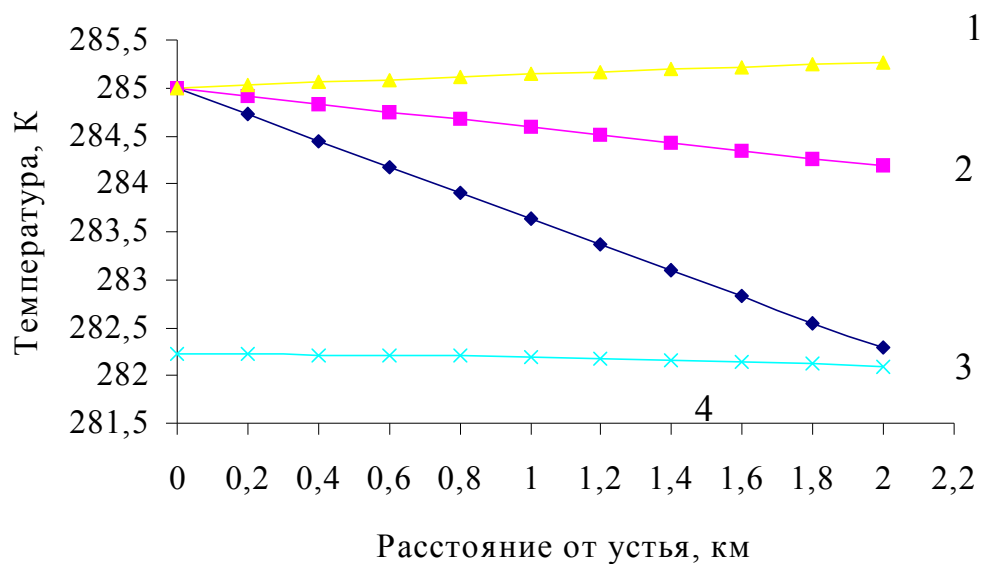
Таблица 5.1 - Результаты гидравлического и теплового расчета

Расстояние от устья скважины, X, км	Давление в участке газопровода, P _x , МПа	Температура газа в участке газопровода, T _l , К	Температура гидратообразования, T _g , К
Q = 5,71 млн. м ³ сут., T _{ос} = - 35 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 2 км			
0	4,9	285	282,22
0,2	4,9	284,72	282,22
0,4	4,9	284,44	282,21
0,6	4,89	284,17	282,21
0,8	4,89	283,9	282,2
1	4,88	283,63	282,19
1,2	4,88	283,36	282,17
1,4	4,87	283,09	282,16
1,6	4,86	282,82	282,14
1,8	4,85	282,55	282,12
2	4,83	282,29	282,09
Q = 5,71 млн. м ³ сут., T _{ос} = 0 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 2 км			
0	4,9	285	282,22
0,2	4,9	284,92	282,22
0,4	4,9	284,83	282,21
0,6	4,89	284,75	282,21
0,8	4,89	284,67	282,2
1	4,88	284,59	282,19
1,2	4,88	284,51	282,17
1,4	4,87	284,43	282,16
1,6	4,86	284,34	282,14
1,8	4,85	284,26	282,12
2	4,83	284,19	282,09
Q = 5,71 млн. м ³ сут., T _{ос} = + 20 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 2 км			
0	4,9	285	282,22
0,2	4,9	285,03	282,22
0,4	4,9	285,06	282,21
0,6	4,89	285,08	282,21
0,8	4,89	285,11	282,2
1	4,88	285,14	282,19

1,2	4,88	285,16	282,17
1,4	4,87	285,19	282,16
1,6	4,86	285,22	282,14
1,8	4,85	285,24	282,12
2	4,83	285,27	282,09
Q = 2,85 млн. м ³ сут., T _{oc} = - 35 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 2 км			
0	4,9	285	282,22
0,2	4,9	284,47	282,22
0,4	4,9	283,95	282,22
0,6	4,9	283,44	282,21
0,8	4,9	282,93	282,21
1	4,9	282,43	282,21
1,2	4,89	281,93	282,21
1,4	4,89	281,44	282,20
1,6	4,89	280,95	282,20
1,8	4,89	280,47	282,19
2	4,88	280	282,19
Q = 2,85 млн. м ³ сут., T _{oc} = 0 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 2 км			
0	4,9	285	282,22
0,2	4,9	284,86	282,22
0,4	4,9	284,73	282,22
0,6	4,9	284,59	282,21
0,8	4,9	284,46	282,21
1	4,9	284,33	282,21
1,2	4,89	284,2	282,21
1,4	4,89	284,07	282,20
1,6	4,89	283,94	282,20
1,8	4,89	283,82	282,19
2	4,88	283,69	282,19
Q = 2,85 млн. м ³ сут., T _{oc} = + 20 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 2 км			
0	4,9	285	282,22
0,2	4,9	285,08	282,22
0,4	4,9	285,17	282,22
0,6	4,9	285,25	282,21
0,8	4,9	285,33	282,21
1	4,9	285,41	282,21
1,2	4,89	285,49	282,21
1,4	4,89	285,57	282,20
1,6	4,89	285,65	282,20
1,8	4,89	285,73	282,19
2	4,88	285,8	282,19

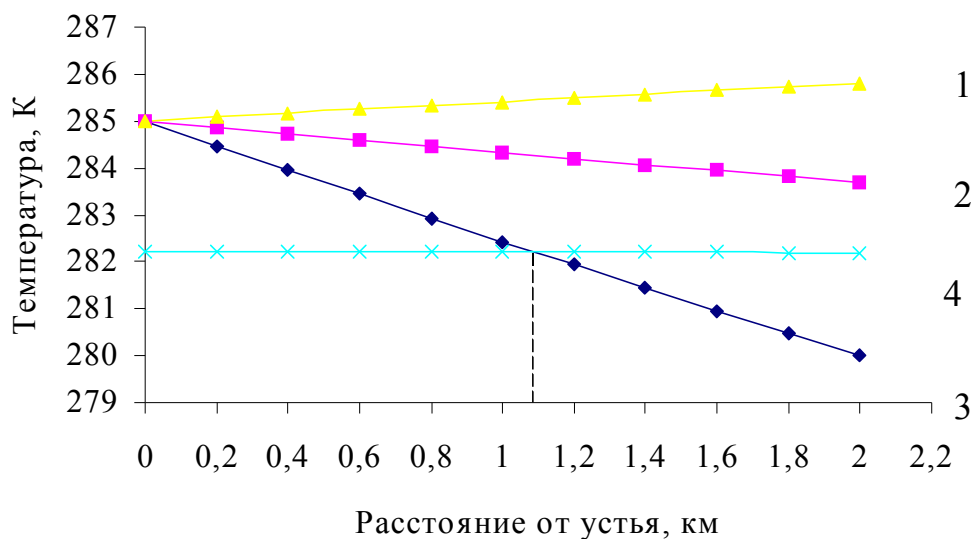
Q = 5,71 млн. м ³ сут., T _{oc} = - 35 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 10 км			
0	4,9	285	282,22
1	4,9	283,63	282,21
2	4,89	282,29	282,19
3	4,87	280,99	282,16
4	4,85	279,73	282,12
5	4,82	278,5	282,06
6	4,78	277,3	281,99
7	4,73	276,14	281,91
8	4,68	275,01	281,82
9	4,62	273,91	281,7
10	4,56	272,84	281,58
Q = 5,71 млн. м ³ сут., T _{oc} = 0 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 10 км			
0	4,9	285	282,22
1	4,9	284,59	282,21
2	4,89	284,19	282,19
3	4,87	283,79	282,16
4	4,85	283,41	282,12
5	4,82	283,04	282,06
6	4,78	282,68	281,99
7	4,73	282,33	281,91
8	4,68	281,99	281,81
9	4,62	281,65	281,7
10	4,55	281,33	281,56
Q = 5,71 млн. м ³ сут., T _{oc} = + 20 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 10 км			
0	4,9	285	282,22
1	4,9	285,14	282,21
2	4,89	285,27	282,19
3	4,87	285,4	282,16
4	4,85	285,52	282,12
5	4,81	285,64	282,06
6	4,78	285,75	281,99
7	4,73	285,87	281,91
8	4,68	285,97	281,81
9	4,62	286,08	281,69
10	4,55	286,18	281,56
Q = 2,85 млн. м ³ сут., T _{oc} = - 35 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 10 км			
0	4,9	285	282,22
1	4,9	282,43	282,21
2	4,9	280	282,21
3	4,89	277,7	282,2

4	4,89	275,53	282,19
5	4,88	273,47	282,18
6	4,87	271,53	282,16
7	4,86	269,69	282,14
8	4,85	267,95	282,12
9	4,83	266,31	282,1
10	4,82	264,75	282,07
Q = 2,85 млн. м ³ сут., T _{ос} = 0 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 10 км			
0	4,9	285	282,22
1	4,9	284,33	282,21
2	4,9	283,69	282,21
3	4,89	283,09	282,2
4	4,89	282,53	282,19
5	4,88	281,99	282,18
6	4,87	281,48	282,16
7	4,86	281	282,14
8	4,85	280,55	282,12
9	4,83	280,12	282,09
10	4,82	279,71	282,06
Q = 2,85 млн. м ³ сут., T _{ос} = + 20 °C, P _y = 4,9 МПа, L = 10 км			
0	4,9	285	282,22
1	4,9	285,41	282,21
2	4,9	285,8	282,21
3	4,89	286,17	282,2
4	4,89	286,52	282,19
5	4,88	286,85	282,18
6	4,87	287,17	282,16
7	4,86	287,46	282,14
8	4,85	287,74	282,12
9	4,83	288,01	282,09
10	4,81	288,26	282,06



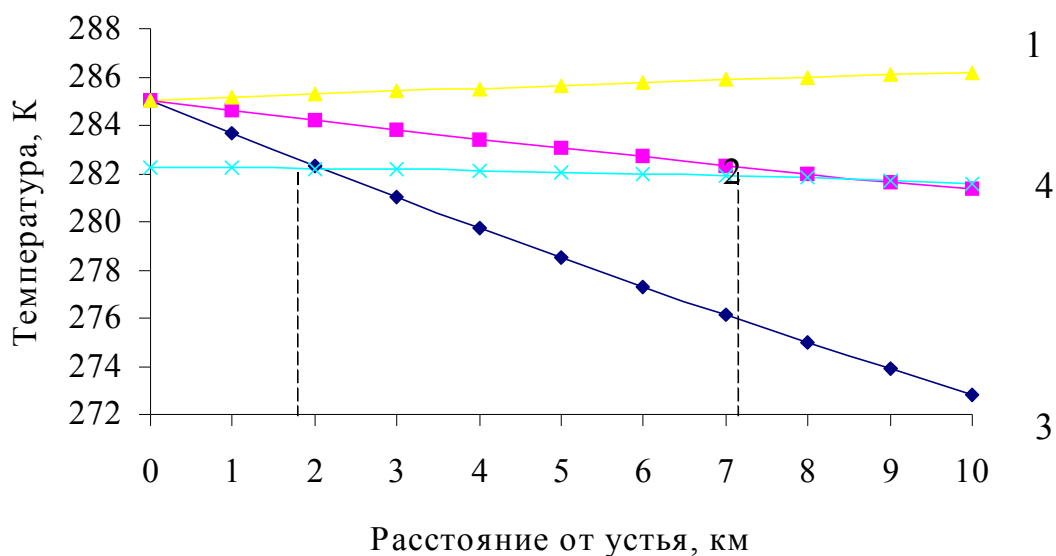
1 – $T_{oc} = 20^{\circ}C$; 2 – $T_{oc} = 0^{\circ}C$; 3 – $T_{oc} = -35^{\circ}C$; 4 – кривая гидратообразования

Рисунок 5.1 - График зависимости температуры газа от расстояния при $Q = 5,71$, $L = 2$ км



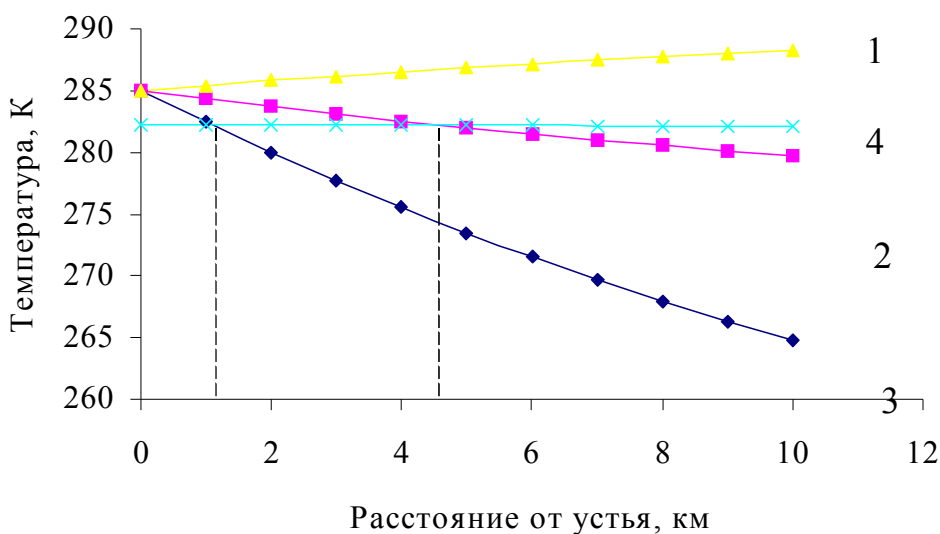
1 – $T_{oc} = 20^{\circ}C$; 2 – $T_{oc} = 0^{\circ}C$; 3 – $T_{oc} = -35^{\circ}C$; 4 – кривая гидратообразования

Рисунок 5.2 - График зависимости температуры газа от расстояния при $Q = 2,85$, $L = 2$ км



1 –

$T_{oc} = 20^{\circ}C$; 2 – $T_{oc} = 0^{\circ}C$; 3 – $T_{oc} = -35^{\circ}C$; 4 – кривая гидратообразования
 Рисунок 5.3 - График зависимости температуры газа от расстояния
 при $Q = 5,71$, $L = 10$ км



1 – $T_{oc} =$

$20^{\circ}C$; 2 – $T_{oc} = 0^{\circ}C$; 3 – $T_{oc} = -35^{\circ}C$; 4 – кривая гидратообразования

Рисунок 5.4 - График зависимости температуры газа от расстояния
 при $Q = 2,85$, $L = 10$ км

В таблице 5.1 представлены результаты теплового расчета по шлейфам
 Ямбургского месторождения на 1999 год для двух характерных длин

шлейфов (2 км и 10 км) и двух расходов газа по шлейфам, моделирующим соответственно работу 4-х (с сумарным дебитом 2,85 млн.м³/сут.) и 8-ми (5,71 млн.м³/сут.) скважин одного куста в шлейф. Здесь принята средняя проектная производительность скважин, что на практике не всегда реализуется. Весьма существенно отметить, что при заданных расходах газа в шлейфах имеет место дисперсно-кольцевой режим течения газожидкостного потока и обеспечивается непрерывный вынос жидкой фазы (воды, либо водного раствора метанола) из шлейфа. Из рассмотрения видно, что при температуре окружающей среды до минус 20 °С и работе шести и более скважин в один шлейф темп падения температуры не превышает 0,5 - 0,6 град/км. Однако при уменьшении производительности шлейфов и при низких температурах воздуха (минус 30 - минус 35 °С), температура газа в конце шлейфа может быть на 10 - 14 °С ниже температур газа на устьях скважин. Следовательно, гидратный режим работы шлейфов Ямбургского месторождения реализуется в настоящее время (при температурах газа на устьях 12 - 14 °С и давлениях 4,8 - 5,0 МПа) главным образом для данных шлейфов и при температуре воздуха ниже минус 20 °С.

5.2 Расчет количества ингибитора

Вводимый в систему ингибитор гидратообразования расходуется для насыщения газовой фазы и растворяется в водном и углеводородном конденсатах, образовавшихся при изменении термодинамических параметров системы. Следовательно, количество ингибитора, необходимого для предупреждения гидратообразования, может определяться по уравнению:

$$G = g_{ж} + g_{г} + g_{к}, \quad (5.9)$$

где $g_{ж}$ – количество ингибитора, необходимого для насыщения жидкой фазы, кг/1000 м³; $g_{г}$ – количество ингибитора, необходимого для насыщения

газовой фазы, кг/1000 м³; g_k – количество ингибитора, растворенного в жидкой углеводородной фазе, выделяемой из 1000 м³ газа, кг.

Значение g_k определяют по уравнению:

$$g_k = W \cdot X_2 / (X_1 - X_2), \quad (5.10)$$

где X_1 и X_2 – массовая доля ингибитора в исходном и отработанном растворах;

W – количество воды в жидкой фазе на расчетной точке, кг/1000 м³.

Массовая доля ингибитора в исходном растворе (X_1) относится к известным параметрам системы, а в отработанном растворе (X_2) зависит от требуемого понижения температуры гидратообразования газа, природы самого вещества и определяется по формуле:

$$X_2 = \frac{M \cdot \Delta t}{K + M \cdot \Delta t}, \quad (5.11)$$

где M – молекулярная масса ингибитора; K – коэффициент зависящий от типа раствора.

Для метанола $M = 32$, $K = 1220$.

Если известна величина X_2 , то величину понижения температуры гидратообразования для ингибитора определяют по формуле:

$$\Delta t = \frac{K}{M} \cdot \frac{X_2}{1 - X_2}, \quad (5.12)$$

Значение необходимой температуры понижения гидратообразования рассчитывают по формуле:

$$\Delta t = T_r - T_p, \quad (5.13)$$

где T_r – температура гидратообразования газа, °C; T_p – температура газа в расчетной точке, °C.

После определения Δt находят значение X_2 .

Полученное значение X_2 соответствует такому раствору, который имеет температуру застывания ниже, чем температура в расчетной точке. Этот раствор не образует гидратов с компонентами газа.

Количество воды в жидкой фазе определяют по формуле:

$$W = b_1 - b_2 + \Delta b, \quad (5.14)$$

где b_1 и b_2 – влагосодержание газа в начальной и расчетной точках системы соответственно, кг/1000 м³; Δb – количество капельной влаги в газе в начальной точке системы, кг/1000 м³.

При отсутствии фактических данных о количестве капельной влаги в системе, расход ингибитора, необходимого для насыщения газовой фазы, принимают на 10...20 % больше его расчетного значения.

Количество ингибитора, необходимое для насыщения газовой фазы определяют по формуле:

$$G_r = 0,1 \cdot a \cdot X_2, \quad (5.15)$$

где a – отношение содержания ингибитора, необходимого для насыщения газовой фазы, к концентрации метанола в отработанном растворе.

Для упрощения расчета необходимого количества ингибитора гидратообразования, по представленной выше методике, проведем его с применением ПЭВМ с помощью программы представленной в приложении В. Расчет проведен при тех же условиях и данных, что и при гидравлическом и тепловом расчете шлейфа. Для летних условий расчет не проводился т.к. в летнее время, по расчетам, образование гидратов не наблюдается.

Результаты расчета расхода ингибитора приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчета расхода метанола

Расход газа Q_r , тыс.м ³ /сут.	Длина шлейфа L, км	Температура окружающей среды t_{oc} , °C	Расход ингибитора G, кг/тыс.м ³
5,71	10	- 35	0,308
		0	0,221
2,85	2	- 35	0,041
	10	- 35	0,402
		0	0,341

По результатам расчета видно, что в зимнее время удельный расход ингибитора сильно зависит от длины шлейфа. Это явление напрямую связано с понижением температуры газа вследствие теплопередачи окружающей среде. Также можно сделать вывод, что с увеличением дебита газа удельный расход ингибитора уменьшается. Это связано с тем, что увеличивается скорость газа и он находится меньшее время в контакте с окружающей средой через стенки труб. Уменьшение времени контакта приводит к уменьшению перепада температуры по длине трубопровода, что подтверждается расчетными данными.

6. Пути снижения затрат на добычу газа

6.1 Анализ основных технико-экономических показателей деятельности объекта за 1997 - 1998 год

Таблица 6.1 - Техничко-экономические показатели работы П «Ямбурггаздобыча» за 1998 г

Показатели	Единицы измерения	1998 год			Соответ. период 1997 г.
		план	факт	%	
1	2	3	4	5	6
1.Валовая добыча газа	млн.м ³	175513.0	176524.6	100.6	177803.7
2.Добыча газового конденс.	тыс.т	826.0	841.6	101.9	657.1
3.Товарный газ природный	млн.м ³	174911.9	175923.5	100.6	177329.9
4.Товарный газ потребител.	млн.м ³	174911.9	175923.5	101.9	177329.9
5.Товарный конденсат	тыс.т	755.7	839.7	111.1	655.2
6.Среднесуточная валовая добыча газа природного	т.куб.м	480858	483629	100.6	487133
7.Среднесуточная добыча газового конденсата	т	2257	2300	101.9	1795
8.Валовая продукция	тыс.р.	4061247	4090056	100.7	3804327
9.Товарная продукция в действующих ценах	тыс.р.	4102583	4148444	101.1	2164007
10.Реализация продукции	тыс.р.	4102583	3411119	83.1	1815800
11.Ввод скважин в эксплуат	скв.	-	82	-	55
12.Средняя цена 1000 м ³ природного газа	руб.	-	22.313	-	11.695
13.Себестоимость товарной продукции	тыс.р.	3614921	3624920	100.3	1760504
14.Затраты на 1 рубль товарной продукции	руб.	0.88	0.87	98.9	0.81
15.Себестоимость1т.м ³ газа	руб.	19.557	19.369	99.0	9.358
16.Себестоимость добычи 1 тонны конденсата	руб.	59.560	57.782	97.0	25.468
17.Себестоимость1т дезта- ниированного конденсата	руб.	108.179	103.662	95.8	51.220
18.Балансовая прибыль	тыс.р.	142194	210834	148.3	173459
19.Фонд оплаты труда	тыс.р	763564	754915	98.9	400828
20.Среднесписочная численность – всего	чел.	12291	12331	100.3	10703
21.Ср. мес-я оплата труда	руб.	5177	5102	98.6	3120
22.Капитальные вложения	тыс.р.	2004696	2616669	130.5	741330
23.Ввод основных фондов	тыс.р.	995787	1664658	167.2	526425

Фактическая валовая добыча газа составляет 176524.6 млн.м³, против 175513 млн.м³ по плану. Соответственно за период 1995 года её значение

несколько выше и составляло 177803.7 млн.м³. Природный товарный газ составляет 175923.5 млн.м³, в т.ч. Тазовский участок – 62.3 млн.м³, Ямбургское месторождение – 175861.3 млн.м³: сеноман – 168976.6 млн.м³, неоком – 6884.7 млн.м³. Наибольшая среднесуточная валовая добыча природного газа 483411 млн.м³. Реализация продукции природного газа на 3235.066 млн.руб, товарного конденсата на 93.825 млн.руб, прочей продукции на 82.228 млн.руб, в т.ч. электроэнергии на 41.562 млн.руб.

Платные услуги населению составляет 851 тыс.руб, это на 20 % выше, чем было запланировано. Ввод скважин в эксплуатацию составляет 82 скважины, на 26 скважин больше, чем в предыдущем году.

Средняя цена природного газа составляет 22.313 руб, в 2 раза превышает предыдущий год. Себестоимость товарной продукции – 3624.920 млн.руб, затраты товарной продукции 0.87 руб. Всего на предприятии работает 12331 человек, среднемесячная оплата труда – 5,02 тыс.руб.

Исходя из этой таблицы 6.1 можно рассчитать плановую и фактическую производительность труда.

За 1998 год: $Пт. \text{ план} = Q_{\text{план}} / Ч = 175513 / 12291 = 14.28$ млн.м³/чел.год;

$Пт. \text{ факт.} = Q_{\text{факт}} / Ч = 176524.6 / 12331 = 14.32$ млн.м³/чел.год;

за 1997 год: $Пт = Q / Ч = 177803.7 / 10703 = 16.61$ млн.м³/чел.год.

Из этих расчётов можно сделать вывод, что фактическая производительность за 1998 год выше плановой, но ниже чем была в 1997 году, хотя среднесписочная численность работников была намного ниже, (10703 рабочих). Это показывает на то, что для добычи газа в 1998 году требуется больше рабочих.

6.2 Анализ себестоимости, прибыли и затрат на производство и реализацию товарной продукции за 1997-1998 год

Затраты предприятия на производство и реализацию продукции выраженные в денежной форме, образуют себестоимость продукции. Исчисляется за какой-то временной период и себестоимость единицы продукции. В зависимости от цели расчёта себестоимости затраты классифицируют по экономическим элементам и калькуляционным статьям расхода.

Себестоимость рассчитываемая по экономическим элементам позволяет определить общий объём потребительских ресурсов, независимо от того на какие цели они были израсходованы. Группировка затрат по статьям калькуляции позволяет определить где, для производства какого вида продукции понесены те или иные затраты.

Группировка затрат по экономическим элементам единая по всем экономическим элементам и в соответствии с основным положением по составу затрат включаемых в себестоимость продукции содержат следующие статьи:

- материальные затраты;
- расходы на оплату труда (компенсационные выплаты);
- отчисление на государственные и социальные страхования (5.4 % от фонда заработной платы (з/п));
- отчисление в пенсионный фонд (28 % от фонда з/п);
- отчисление на медицинское страхование (3.6 % от фонда з/п);
- отчисление в фонд занятости (с 1998 года 1.5 % от фонда з/п);
- амортизация основных фондов;
- прочие расходы.

К материальным затратам относят расходы на сырьё, основные и вспомогательные материалы, покупные изделия, полуфабрикаты, стоимость топлива, энергии, затраты связанные с использованием природного сырья,

отчисления на геолого-разведочные работы, расходы рекультивирования земли, плата за воду, забираемых из водохозяйственных систем в пределах установленных лимитов. Затраты на работу и услуги производственного характера: ремонт основных фондов, транспортные услуги и т.д.

В состав расходов на оплату труда включаются выплаты по заработной плате исчисленные исходя из сдельных и повременных тарифных ставок и должностных окладов, компенсированных выплат (районный, полярный коэффициент). Амортизационные отчисления включаются в себестоимость по нормам амортизации, установленных законодательством России. В себестоимость продукции не включаются следующие выплаты в денежной и натуральной форме: материальная помощь, вознаграждения по итогам работы за год, оплата дополнительного отпуска, предоставляющего по решению трудового коллектива, надбавки на пенсию, доходы, дивиденды, проценты, доходы по акциям, вкладам и др. Прочие расходы – это платежи по обязательному страхованию имущества предприятия, вознаграждения за изобретательство, платы за кредиты банка, оплата работ по сертификации продукции, командировочные расходы по установленным нормам, отчисления в ремонтный фонд, арендная плата. Структура себестоимости по элементам затрат колеблется в зависимости от характера производства и условия деятельности предприятия. Для определения себестоимости единицы основных видов продукции затраты формируются по статьям калькуляции, калькуляция указывает на каком участке производства понесены те или иные затраты.

Себестоимость товарной продукции за 1998 год составила 3624.920 млн. рублей. Затраты на один рубль товарной продукции 0.87 рубля, что выше по сравнению с отчётом 1997 года на 7.4 процента.

Себестоимость добычи нестабильного конденсата выросла по сравнению с 1997 годом в 2 раза и составила за 1000 м³ 19.369 рублей, средняя цена реализации 22.313 рублей, рентабельность 15.1 %.

Себестоимость добычи нестабильного конденсата выросла в 2.3 раза и

составила за одну тонну 57.780 рублей. Всего затраты на добычу, переработку и экспорт газового конденсата составили 135.922 млн. рублей.

В смете затрат товарной продукции увеличение на 14.1 % по статье «Сырьё и основные материалы» обусловлено ростом отчислений на воспроизводство материально-сырьевой базы за счёт увеличения стоимости реализуемого газа в 1.9 раза. Цена 1000 м³ газа отчётного года составила 22.313 рублей, за прошлый год 11.695 рублей. Значительное увеличение по статье «Вспомогательные материалы» на 68.9 % произошло за счёт применения в производственном процессе диэтиленгликоля, стоимость которого за одну тонну возросла в 4.2 раза с 1.503 тыс. рублей до 6.340 тыс. рублей, стоимость метанола возросла в 1.2 раза, соответственно с 783 рубля за одну тонну до 945 рублей.

Амортизация основных фондов возросла на 38.3 % в связи с переоценкой основных фондов на 01.01.98 года и вводом в 1998 году промышленно-производственных объектов ДКС 1, ДКС 6 и УКПГ 3В.

В «Прочих расходах» значительную долю составляют платежи за право пользования недрами 636 тыс. рублей, что в 1.9 раза больше чем в 1997 году за счёт увеличения цены реализуемого газа. В отчётном году возросли затраты по капитальному ремонту на 29.8 % в связи с увеличением объёма работ и рыночного коэффициента к ценам 1991 года. Из-за тяжёлого финансового положения и неплатежей значительно выросли расходы по процентам за банковский кредит, используемого на выплату заработной платы, составили 49.6 млн. рублей, а в 1997 году эти расходы были 1.1 млн. рублей.

6.2.1 Группировка затрат по статьям калькуляции

Статьи калькуляции себестоимости добычи газа слагаются из следующих:

- расходы по искусственному воздействию на пласт;
- основная заработанная плата производственных рабочих;

дополнительная заработанная плата производственных рабочих;
отчисления в социальные фонды;
амортизация скважин;
расходы по промышленному сбору и транспортировке газа;
расходы на подготовку и освоение производства;
расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе на подземный и капитальный ремонт скважин;
цеховые расходы;
общепроизводственные расходы;
прочие производственные расходы, в том числе на геолого - разведочные работы или минерально - сырьевые базы.

Сумма расходов по всем статьям образуют производственную себестоимость валовой и товарной продукции, внепроизводственными расходами они образуют полную себестоимость товарного газа. В общепроизводственные расходы предприятия включают затраты на содержание аппарата управления, командировочные и т.п. В статье внепроизводственные расходы учитываются расходы по реализации продукции, административно-управленческие расходы по содержанию вышестоящих организаций, отчисления на научно-исследовательские работы, на подготовку кадров, налоги включаемые в себестоимость продукции. В таблице 6.3 представлена смета затрат на предприятии «Ямбурггаздобыча».

Таблица 6.3 - Смета затрат на производство и реализацию товарной продукции за 1998 год

Показатели	1998 год		1997 год		Процент роста (сниж.) 1998г.к 1997г.
	тыс.р	на руб. товарн. продук коп.	тыс.р	на р товарн. продук коп.	
1	2	3	4	5	6
1.Сырьё и осн. материалы	408576	9.85	186724	8.63	114.1

2.Вспомогат-е материалы	72139	1.74	22250	1.03	168.9
3.Энергия со стороны	502	0.01	406	0.02	-
4.Топливо со стороны	99	-	82	-	-
5.Материальные затраты	481316	11.60	209462	9.68	119.8
6.Фонд оплаты труда	166972	4.02	116933	5.4	74.4
7.Отчисления на соц. нужд	63937	1.54	45587	2.11	72.9
8.Амортизация осн. фондов	1105255	27.57	416580	19.25	138.3
9.Прочие денеж-е расходы	1807440	43.58	971941	44.91	97.0
10.Затраты на произв-во и реализ-ю продукции	3624920	87.38	1760503	81.35	107.4
11.Товарная продукция	4148444	-	2164007	-	-

6.3 Расчет снижения затрат на добычу газа

6.3.1 Сравнение с фактическим потреблением метанола

По результатам контрольных замеров дебита газа с отбором проб жидкости на химический анализ, сделанных в декабре 1998 года можно привести следующие данные:

в среднюю скважину подача CH_3OH (метанола) $Q_m = 60$ л/ч;

$Q_m' = 75\%$ и $Q_v' = 25\%$ - соответственно содержание метанола и воды в жидкости, отобранной из этой скважины.

Для декабря 1998 года: $t_{\text{сеп}} = -30^\circ\text{C}$ - температура сепарации для ЯГКМ;

$t = -28^\circ\text{C}$ - температура окружающей среды.

Значения температуры затвердевания водометанольных растворов:

Концентрация метанола, % мас. Температура затвердевания, $^\circ\text{C}$

70 - 87,0 (начало) ... - 116,0 (конец)

80 - 102,5 (начало) ... - 132,0 (конец)

По всем этим данным можно сделать вывод, что было израсходовано излишнее количество метанола. Это подтверждается опытными данными : температура затвердевания при $Q_m' = 75\%$ мас. около минус $90...100^\circ\text{C}$ (начала затвердевания). Понятно, что таких температур ни в системе сбора и подготовки газа, ни тем более в скважине нет (они намного выше), даже с учетом температуры окружающей среды. А значит образования гидратов

невозможно.

Это подтверждается и расчетными данными. Расчетное количество подачи метанола: $Q_m^{\phi} = 60 \text{ л/ч} * 24 \text{ ч/сут} = 1440 \text{ л/сут}$. Т.е. было закачено метанола в скважину на 80 л/сут больше, чем необходимо.

Летом (июль 1998 года) потребность в метаноле резко сокращается из-за повышения температуры окружающей среды (на 43°C по сравнению с декабрем). Подачу метанола можно сократить в это время в 1,5 раза с учетом всех запасов, описанных выше, т.е.

$$Q_m = 1360 \text{ л/сут} * 2/3 = 906 \text{ л/сут}$$

С учетом того, что в примере рассматривалась средняя скважина, то по месторождению:

$$Q_m = 670 \text{ скв.} (1440 \text{ л/сут} 1 \text{ скв.} - 1360 \text{ л/сут} 1 \text{ скв.}) = 53600 \text{ л/сут}$$

За год экономия составит:

$$Q_m = 30 \text{ сут} * 9 \text{ мес} * 53600 \text{ л/сут} + 30 \text{ сут} * 3 \text{ мес} * (1440 \text{ л/сут} 1 \text{ скв.} - 906 \text{ л/сут} 1 \text{ скв.}) * 670 \text{ скв.}$$

$$Q_m = 14472000 \text{ л/9мес} + 32200200 \text{ л/3мес} = 46672200 \text{ л/год} = 46672,2 \text{ т/год}$$

Т.е. вследствие рационального использования метанола, его расход составит на 46672,2 тонн меньше, чем фактический за тот же период (за год).

6.3.2 Расчет снижения себестоимости добычи газа

Отклонение фактической себестоимости продукции от плана, в абсолютной форме:

$$H = \Delta Q_m \cdot C_m,$$

где ΔQ_m - отклонение от плана фактического количества израсходованных вспомогательных материалов; H - изменение себестоимости при новом расходе метанола.

$$C_m = 873,0 \text{ руб./т} - \text{стоимость метанола.}$$

$H = - 46672,2 \text{ т/год} \cdot 873,0 \text{ руб./год} =$

$- 40745,00 \text{ тыс.руб./год} = - 40,745 \text{ млн. руб./год.}$

То есть при рациональном расходе метанола себестоимость продукции уменьшилась на 40,745 млн. руб.

Вывод:

Полученное отклонение себестоимости продукции в денежном выражении составило 4074,5 млн. руб., что дает дополнительную экономию средств при рациональном потреблении метанола. Сэкономленные средства можно использовать.

7 Безопасность и экологичность проекта

7.1 Анализ опасностей, возникающих в процессе эксплуатации газопромыслового управления ЯГКМ

Основными опасностями для рабочих и служащих являются:

- отравление токсичными парами сероводорода, сернистого ангидрида и метана (количество добываемого H_2S , CO_2 и CH_4 очень велико);
- пожаро-взрывоопасность веществ (сероводород с соединением воздуха очень взрывоопасен);
- выброс в окружающую среду опасных веществ в больших количествах (выброс химических веществ и разлив химреагентов);
- электроопасность (из-за неисправности линий электропередач);
- бытовые травмы (не соблюдаются правила техники безопасности на рабочем месте);
- отравление вследствие разлива применяемых вспомогательных материалов (метанола, диэтиленгликоля);
- пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- недостаточное освещение рабочих мест.

7.2 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению безопасности технических систем и технологических процессов

7.2.1 Токсичность применяемых в производстве веществ и методы обеспечения безопасности

К опасным производственным факторам, встречающимися на промыслах ГКМ, можно отнести наличие в воздухе вредных газов и паров, дискомфортные метеоусловия, шум, недостаточное освещение производственных помещений, высокое давление. Вредные вещества, встречающиеся на УКПГ - это метанол, а также природный газ, основную

часть которого составляет метан. Действие вредных веществ, применяемых на производстве, на организм человека зависит от токсичных свойств самого вещества, его концентрации и продолжительности воздействия.

Профессиональные отравления и заболевания возможны только если концентрация токсичного вещества в воздухе рабочей зоны превышает предельно-допустимую концентрацию (ПДК).

ПДК вредных веществ утверждается Министерством здравоохранения России и является обязательной нормой для всех предприятий, превышение которой не допускается.

Метан(CH_4) - бесцветный газ, легче воздуха, горит бесцветным пламенем.

При разложении в электрической дуге реагирует с азотом с образованием синильной кислоты. В смеси с воздухом образует взрывоопасные смеси. Концентрационные пределы взрываемости метана в смеси с воздухом составляют: нижний предел - 5,07 % объемных, верхний - 15,08 % объемных; температура самовоспламенения - 357 °С.

Отравление возможно при вдыхании газа с воздухом. Отравление можно установить по следующим признакам: учащение пульса, ослабления внимания, увеличения объема дыхания.

ПДК природного газа равна 3,0 мг/м³.

Класс опасности (по ГОСТ 12.1.005.88) природного газа - 4.

Для предотвращения отравления и удушения парами различных токсичных газов предусмотрены средства индивидуальной защиты рабочих и служащих.

Каждый рабочий и служащий при любом перемещении на территории ЯГКМ обязан иметь при себе средство индивидуальной защиты органов дыхания. Въезд на территорию ЯГКМ без противогаза строго запрещен. Лицам не прошедшим обучение в Учебном - центре "ЯГД" изолирующий противогаз не выдается. На ЯГКМ используются изолирующие противогазы ИП-4, самоспасатель СИГ-1 и портативное дыхательное устройство ПДУ-3.

Изолирующий противогаз ИП-4 предназначен для защиты органов дыхания, органов зрения человека от воздействия вредных отравляющих веществ, а том числе сероводородосодержащих газов. ИП-4 носится на левом боку, через левое плечо, положение фиксируется поясным ремнем. Вес аппарата 5.5кг. ИП-4 проверяется на герметичность в ВЧ один раз в 6 месяцев. Срок службы ИП-4 в собранном виде 1 год. В аварийной ситуации или при получении сигнала "Газовая опасность" необходимо в зоне чистого воздуха затаить дыхание и резкими движениями открыть сумку, вынуть пробку из патрона лицевой части, надеть шлем-маску, сделать глубокий выдох, привести в действие пусковой брикет, для чего выдернуть чеку и ввернуть винт по часовой стрелке.

Самоспасатель СИГ-1 предназначен для экстренной защиты органов дыхания и зрения людей. Время защитного действия самоспасателя: - при средних нагрузках не более 50 минут. Вес аппарата – 3.4кг. Максимальная температура нагрева до 60 °С. СИГ-1 проверяется один раз в месяц на герметичность в ВЧ. Не допускается попадания воды и масла.

Портативное дыхательное устройство ПДУ-3 предназначен для экстренной защиты органов дыхания и зрения людей от отравляющих веществ, а также сероводорода до 25%. Время защитного действия: при средних физических нагрузках до 30 минут но не менее 20 минут, при состоянии покоя не менее 70 минут. ПДУ-3 рекомендуется ежедневно визуально осматривать, проверять на герметичность 1 раз в 6 месяцев в ВЧ. Не допускается попадание воды, масла, а также избегать ударов и нагрева.

Специальная одежда, специальная обувь и другие СИЗ, выдаются рабочим, служащим, ИТР тех. Профессий и должностей, которые предусмотрены в отраслевых нормах бесплатной выдачи спец. одежды, спец. Обуви и других СИЗ в соответствии с усмотренными нормами и сроками носки.

При сжигании сероводородосодержащих соединений образуется сернистый ангидрид (диоксид серы) SO_2 . В наибольшем количестве он

содержаться в кислом газе выходящим из печи реакции установок получения серы. Сернистый ангидрид – бесцветный негорючий газ с острым запахом, в 2.2 раза тяжелее воздуха. Легко растворяется в воде с образованием сернистой кислоты. Отравление в производственных условиях происходит через дыхательные пути. Уже при концентрации 50 мг/м^3 двуокиси серы действует раздражающе (из-за образования сернистой кислоты) на слизистые оболочки.

Вдыхание более высоких концентраций ведет к отравлению. Первые признаки отравления: хрипота, приступы кашля, чихание, жжение и боли в горле, в груди и подложечной области, слезотечение, иногда рвота. Высокие концентрации (свыше 1 г/м^3) приводят к острому бронхиту, одышке, синюхе и потере сознания. При концентрации 26 г/м^3 человек (в противогазе) испытывает раздражение и чувство тепла в местах с тонкой и влажной кожей (потливость).

Очень опасным химреагентом является, метанол (CH_3OH) - бесцветная прозрачная жидкость, по запаху, цвету и вкусу напоминающая этиловый спирт, легко воспламеняется, при испарении взрывоопасен. Температура вспышки $+16^\circ\text{C}$, пределы взрываемости 5,5 - 36,5% объемных. ПДК в воздухе производственных помещений 5 мг/м^3 . Температура кипения - $64,7^\circ\text{C}$.

Метанол - сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы. Особенно опасен метанол при приеме внутрь: 5 - 10 г метанола могут вызвать тяжелое отравление, а 30 г обычно смертельная доза. Симптомы отравления: головная боль, тошнота, рвота, сильные боли во всем теле, желудке, мелькание перед глазами. В тяжелых случаях наблюдается резкая синюшность, глубокое и затрудненное дыхание, судороги, слабый учащенный пульс. Для исключения ошибочного применения метанол одорируется этилмеркаптаном ($\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$) в соотношении 1:1000, керосином 1:100 и окрашивается химическими чернилами и другими красителями. Однако отравление происходит не только при приеме метанола внутрь, но и при вдыхании паров и всасывании через кожу.

Первая помощь: удаление метилового спирта из организма, промывание желудка в течение первых двух часов 5 % раствором пищевой соды, по показаниям можно проводить ингаляции кислородом, искусственное дыхание, обязательно согревание тела (грелки, горчичники к ногам).

При работе с метанолом, его отпуске, хранении и транспортировке необходимо выполнять общие санитарные правила по хранению и применению метанола, утвержденные РАО Газпром, а также требования "Инструкции о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности".

Ремонт трубопроводов, дозирочных насосов, аппаратуры, используемых при работе с метанолом, может производиться только после полного их опорожнения и тщательной промывки большим количеством воды. Все заглушки и фланцевые соединения на емкостях и обвязке должны быть опломбированы и защищены от свободного к ним доступа. Для сокращения потерь метанола через дыхательные линии резервуаров свободный объем резервуаров рекомендуется заполнять азотом. Коэффициент заполнения метанольных резервуаров не более 0,7. при работе с метанолом, отпуске, хранении и транспортировке необходимо выполнять общие санитарные правила при работе с метанолом № 4132-86, утвержденные Минздравом России 18.06.86г. также требования "Инструкции о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности, утвержденной РАО Газпром.

Газовый конденсат - бесцветная жидкость, легче воды, обладает высокой летучестью, легко воспламеняется. Предельно допустимая концентрация паров составляет 300мг/м^3 . Вдыхание паров газового конденсата оказывает наркотическое действие и может привести к разнообразным видам отравлений, вызывающих раздражение слизистых оболочек и функциональные нервные расстройства.

Для острых отравлений парами углеводородов характерны: головные боли и головокружение, сердцебиение, дрожание рук и век, расширение зрачков. При воздействии на кожу конденсат обезжиривает ткани и может вызвать экзему и дерматиты.

Первая помощь: вывести на свежий воздух, освободить тело от стесняющей одежды, согреть. При отсутствии дыхания делать искусственное дыхание до появления нормального дыхания, провести ингаляцию теплым раствором (1-2%), лимонной кислоты, обеспечить покой.

В августе 1997 года введен в промышленную эксплуатацию комплекс первоочередных объектов системы оповещения о неблагоприятной экологической обстановке и газовой опасности, не имеющий аналогов в отечественной практике.

На территории производственного объекта предусмотрены наличие газоопасного оборудования, так и сооружений, которые могут быть источниками выбросов в атмосферу вредных веществ. В этих условиях при проектировании объектов обеспечивают наветренное размещение газоопасных сооружений относительно санитарно- бытовых помещений, производственных зданий.

Все работы по выявлению утечек газа через неплотности в оборудовании и контроля за составом воздуха на установках выполняют операторы УППГ и бойцы газоспасательных подразделений ВЧ "СГП", используя для этих целей приборы- газоопределители.

На объектах ГПУ размещаются производственные и санитарно - бытовые помещения. Они должны постоянно содержаться в чистоте. Устройство производственных помещений должно позволять смыв конденсата, нефти, грязи с полов. Нельзя проводить уборку помещений с использованием керосина, бензина и др. легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Производственные помещения имеют устройства для проветривания. В помещениях, где в результате технологического процесса могут выделяться газы, пары конденсата, имеют не менее 2-х выходов,

расположенных в противоположных сторонах.

7.2.2 Обеспечение пожарной безопасности

Наиболее опасными на установке комплексной подготовки газа являются следующие объекты: площадки сепарации газа, площадка регенерации метанола, площадка насосного парка, колодцы на территории УКПГ, котельная, замерной пункт газа, парк метанольных емкостей.

Все эти объекты на газовых промыслах соответствии с НПБ 105-95 относятся к категории пожаровзрывоопасных производств.

Технологические процессы транспорта и хранения газа и конденсата, связаны с применением различных электроустановок, являющихся потенциальными источниками зажигания. По классу взрыво- и пожароопасности (по ПУЭ) - В - 1 г: к ним относятся наружные технологические сооружения, содержащие ЛВЖ или горючие газы (наружные технологические установки, резервуары, резервуарные парки и др.).

На перечисленных объектах причинами взрыва, пожара могут быть искры от электрической оборудования, открытое пламя, повышение давления в результате неполадок технологического оборудования, статическое электричество, разряд молнии.

На газовом промысле категорически запрещено пользоваться открытым огнем без наряда-допуска на огневые работы, подписанным начальником промысла. Источником зажигания могут быть и молнии, поэтому предусматривается молниезащита промысловых объектов (в соответствии с РД.3322.113-78), состоящая из системы молниеотводов в виде стержней или опор, соединенных тросами и заземленных в подземной части. Предупреждение накопления зарядов статического электричества применяется система заземления объектов метанольного парка, емкостей с конденсатом и других в соответствии с РД.33.22.113-78. Эти системы необходимо периодически проверять и постоянно содержать в исправном

состоянии.

На каждом производственном объекте (установке) оборудован склад аварийных средств и материалов, достаточных по количеству и номенклатуре для выполнения аварийных работ, связанных с возможным выделением сероводорода в воздух рабочей зоны.

Наружное пожаротушение на УКПГ осуществляется от кольцевой водопроводной сети через незамерзающие пожарные гидранты. Необходимые напор и расход воды в сети создаются стационарными пожарными насосами, установленными в насосной станции второго подъема.

Управление пожарными насосами осуществляется как по месту (со щита управления в насосной второго подъёма), так и дистанционно от кнопок управления на щите в операторной УКПГ. Резервный пожарный насос включается автоматически при остановке и падении давления нагнетания на рабочем насосе.

На площадке УКПГ установлено четыре резервуара (емкостью 700м³ каждый) хозяйственно-производственного и противопожарного запаса воды с огневым подогревом. Предусмотрена конструкция забора воды из резервуаров пожарными машинами. К резервуарам обеспечен свободный подъезд пожарных машин. На время пожара предусмотрено автоматическое отключение вентиляции.

Внутреннее пожаротушение осуществляется от пожарных кранов, установленных внутри помещения.

На канализационных сетях промстоков во избежание прохода огня устроены гидравлические затворы. Все объекты зданий и сооружений предусмотрены не ниже II степени огнестойкости. С учетом отдаленности района строительства в проекте зданий и сооружений применены стальные конструкции рам с заполнением стен алюминиевыми панелями типа ЗБК.

Ответственность за обеспечение пожарной безопасности на установке несет начальник промысла в соответствии с действующим законодательством. Ответственность за пожарную безопасность отдельных

цехов, участков, складов и других производственных помещений несут специалисты промысла или лица, исполняющие их обязанности, в ведении которых находятся эти объекты.

На основании "Правил пожарной безопасности в газовой промышленности" для каждого цеха, лаборатории или иного помещения разработаны конкретные инструкции о мерах пожарной безопасности.

Производственные и подсобные помещения установки, сооружения и склады обеспечены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем в соответствии с действующими нормами.

Первичные средства пожаротушения и пожарный инвентарь размещаются на отведенных для них местах в требуемом количестве и с обеспечением правил их хранения.

В производственных помещениях, складах в качестве средств пожаротушения применяют пар, воду, углекислый газ, песок, химпорошок в соответствии с технологическими требованиями и технико-экономическим обоснованием.

Использование пожарного оборудования и инвентаря для хозяйственных, производственных и других нужд, не связанных с пожаротушением, запрещается.

Не допускается загромождение различным оборудованием и материалами дорог, проездов, лестничных клеток, коридоров, ведущих к первичным средствам пожаротушения и связи.

На территории УКПГ, где возможно скопление горючих газов, проезд автомашин, тракторов и другого транспорта разрешается только при оборудовании их искрогасителями.

Курение разрешается в специально отведенных и оборудованных местах.

Использованный обтирочный материал необходимо складывать в металлические ящики с крышкой, установленные вне помещения, и периодически удалять из них использованный обтирочный материал.

В лестничных клетках зданий запрещается устраивать рабочие и складские помещения, прокладывать промышленные газопроводы, трубопроводы с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, устанавливать оборудование, препятствующее продвижению людей.

Для контроля за состоянием воздушной среды в производственных и складских помещениях УКПГ необходимо устанавливать автоматические газоанализаторы.

7.2.3 Электробезопасность

Общие положения по защите от статического электричества изложены во "Временных правилах защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности":

- Технологическое оборудование и трубопроводы для предотвращения опасностей, связанных с искровыми разрядами статического электричества, должны быть заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не должно превышать 100 Ом.

- Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы должны транспортироваться по трубопроводам с малыми скоростями. Ограничения скорости транспортирования принимаются в зависимости от свойств жидкости, диаметра и длины трубопроводов.

- Для предотвращения образования и накопления статического электричества от падающей струи трубы для заполнения резервуаров, емкостей должны быть спущены почти до дна, под уровень имеющейся жидкости. Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

7.2.4 Защита обслуживающего персонала от высокого давления

Сепараторы, аппараты очистки и осушки газа, работающим под давлением 0,07 МПа и выше, должны эксплуатироваться в соответствии с “Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением” Запрещается подключать скважину к установке подготовки газа если система не находится под давлением равном давлению в газовом сепараторе. Для предупреждения фонтанирования газовой скважину в процессе бурения обвязка устья включает противовыбросовое оборудование - превентор. Для обслуживания верхней части фонтанной арматуры (осмотр, смена штуцеров, исследование скважины) сооружается металлическая площадка с рифленным полом, лестницей с перилами, обеспечивая удобное и безопасное ведение работ в любом месте фонтанной арматуры. При появлении первых признаков газопроявления, при проведении электрических или перфорационных работ, в скважине необходимо прекратить ведение работ. Поднять оборудование на поверхность. В случае необходимости обрубить кабель. Закрыть противовыбросовую задвижку. Установить непрерывное наблюдение за давлением в межтрубном и трубном пространстве.

При фонтанировании газом или газоконденсатом, при отсутствии технических возможностей по закрытию устья скважины, немедленно прекратить все работы в загазованной зоне. Остановить двигатель внутреннего сгорания, потушить свет. Запретить пользоваться стальным инструментом, курение и другие действия, ведущие к возникновению искр. Удалить людей в безопасное место, выставить посты и запретить движение транспорта и людей на прилегающих к фонтану дорогах. Для предотвращения загорания фонтана вводить в фонтанную струю и на металлоконструкции максимально-возможное количество водяных струй.

При эксплуатации промыслового оборудования опасность для обслуживающего персонала обусловлена необходимостью обслуживания оборудования и установок в любых метеоусловиях, на открытых площадках,

в ночное время суток. Большое влияние на здоровье и работоспособность человека оказывает шум, который возникает при движении газа в оборудовании, в насосных, в цехах УКПГ, при исследованиях и продувке скважин. При ежедневном воздействии на человека шум может привести к нарушению нормальной деятельности нервной и сердечно-сосудистой систем. Уровень звука не должен превышать нормируемого по ГОСТ 12.1.003-76 - для рабочих мест не более 90 дБ.

На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол, ДЭГ, соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу по ГОСТ 12532-88.

7.2.5 Способы защиты объектов газового промысла , ценного и уникального оборудования

Разрушение производственных зданий в большинстве случаев влечет за собой поломку оборудования и выход из строя коммуникаций, инженерных сетей.

Особенно чувствительны к воздействию ядерного взрыва различные приборы.

Устойчивость зданий и сооружений от ядерного взрыва достигается повышением их механической прочности и огнестойкости. Цеха, в которых размещено дорогостоящее оборудование, защищаются дополнительными устройствами, воспринимающими на себя давление ударной волны или собираются из легких конструкций на основе алюминиевого сплава, которые при разрушении они в меньшей степени повредят оборудование. Сооружения , где хранятся легковоспламеняющиеся жидкости, целесообразно окружать обваловкой.

Надежно защитить все оборудование от ударной волны невозможно,

т.к. доводить прочность зданий до защитных свойств убежищ экономически нецелесообразно. Задача состоит в том, чтобы свести к минимальной опасность разрушения и повреждения особо ценного оборудования и готовой продукции может осуществляться путем размещения некоторых видов наиболее ценного оборудования в заглубленных помещениях и использования для этого защитных устройств. Кроме применения защитных устройств (камер, шатров, кожухов) большое значение имеет прочное закрепление оборудования на фундаментах.

Параллельные газопроводы рекомендуется соединять между собой и всю систему газоснабжения закольцовывать. Кольцо газопровода вокруг объекта позволяет отключать поврежденные участки. Для предотвращения возникновения вторичных поражающих факторов при разрушении газовых сетей, целесообразно оборудовать газовые сети устройствами для автоматического отключения участков газопровода. На участках газовых сетей УКПГ предусматривается отвод газа в магистральный газопровод, то есть неосушенный газ транспортируется минуя УКПГ. Эти и другие мероприятия гражданской обороны, проведенные заблаговременно позволяют обеспечить бесперебойную работу объектов газовых промыслов.

7.3 Эффективность природоохранных мероприятий, реализуемых на ЯГКМ

7.3.1 Мероприятия по предотвращению выбросов газа, разлива химреагентов

Основными мероприятиями по борьбе с загрязнением атмосферного воздуха промышленными выбросами является:

- применение герметичного внутризаводского транспорта пылящих и выделяющих газы материалов;
- отказ от применения складов и резервуаров открытого типа для складирования отходов производства и продуктов (огарка, извести, золы,

кислоты и др.);

- повышение общей культуры производства: внедрение механизации и автоматизации производственных процессов, своевременный и качественный ремонт оборудования, его герметизация и др.

Основными источниками выбросов в атмосферу оксида углерода и диоксида, серы являются печи технологических установок, регенераторы катализатора установок каталитического крекинга и адсорбционной очистки масел, свечи газомоторных компрессоров, факельные системы. Сероводород выбрасывается в атмосферу в основном через эжекторы барометрических конденсаторов, на градирнях, очистных сооружениях и из резервуаров. Поэтому на ГПУ применяют максимально надежное и герметичное оборудование фирмы "Маннессманн".

Необходимое условие предотвращения загрязнения атмосферы аварийными газовыми выбросами - строгое соблюдение параметров определенных регламентами технологических процессов. Кроме того в следствии высокой коррозионной активности серо соединений оборудование и трубопроводы выполняются из специальных сероводородостойких конструкционных материалов и эксплуатируемых при строго ограниченном уровне напряжений этих материалов опыт эксплуатации ЯГКМ показал что применение специальных сталей и эксплуатация их при напряжениях на уровне 30 - 40% предела текучести позволяет избежать разрушения оборудования при его длительной эксплуатации а агрессивных средах. Наряду с секционированием газопровода и обустройством оборудования автоматических отсекающей арматурой безопасности ограничение рабочих нагрузок позволяет достигнуть высокой степени надежности оборудования и предотвращает загрязнение атмосферы аварийными газовыми выбросами.

На территории производственного объекта предусматривается наличие, как газоопасного оборудования, так и сооружений, которые могут быть источниками выбросов в атмосферу вредных веществ. В соответствии с нормативами технологического проектирования для предотвращения

попадания углеводородных газов в производственные помещения и атмосферу на УКПГ проектом предусмотрена полная герметизация всего оборудования, аппаратов и трубопроводов. В связи с этим отсутствуют систематические выбросы в атмосферу газов и жидкости. Возможны лишь периодические выбросы из аппаратов в атмосферу перед остановкой их на ремонт или в аварийных случаях. При этом количество сбросных газов незначительно и практически атмосфера не засоряется.

В процессе эксплуатации установки находящиеся под давлением в аппаратах и трубопроводах газообразные продукты могут поступать в атмосферу за счет:

- периодических сбросов в атмосферу перед остановкой оборудования на ремонт;
- сброса газа, предусмотренного технологическим режимом

Для утилизации выбросов газа на УКПГ предусмотрены системы сброса на факел и на свечу. Факельная система предназначена для сжигания газа высокого давления:

- при продувке скважин и шлейфов для вывода их на температурный режим;
- при аварийном сбросе газа с технологических линий или остановке их на плановую ревизию.

Сброс газа от предохранительных клапанов осуществляется на свечу в атмосферу без сжигания, так как он происходит только при нарушении технологического режима и непродолжителен по времени. В случае необходимости предусмотрен также сброс газа в атмосферу с аппаратов воздушного охлаждения.

Для отвода сточных вод на площадке УКПГ имеются две системы канализации:

- 1.Хозяйственно-бытовая,
- 2.Производственная.

В хозяйственно-бытовую канализацию отводятся стоки от бытовых

помещений и столовой. По самотечной системе трубопроводов стоки собираются в канализационно-насосной станции (КНС) в емкость, из которой по напорному коллектору перекачиваются на установку биологической очистки хозяйственных стоков КУ-25. Обеззараживание очищенных стоков производится на установке хлорирования.

В производственную канализацию отводятся стоки от технологических установок, из котельной, от промывки технологического оборудования.

Промстоки содержат: механические примеси, нефтепродукты (газовый конденсат, дизельное топливо, смазочные масла), метанол, диэтиленгликоль, минеральные соли пластовой воды и продуктов осаждения в котлах котельной (хлориды, сульфиды, карбонаты, бикарбонаты и т.д.). По самотечной дренажной сети эти стоки поступают в приемный резервуар КНС промстоков и по напорному коллектору направляются на очистные сооружения. Все КНС работают в автоматическом режиме.

С целью предупреждения загрязнения и захламления земель на производственных объектах и участках организован отдельный сбор твердых бытовых и производственных отходов. Общее количество образовавшихся отходов всех классов составило по управлению в 1998 году 72.7т., из них 71.4тонн отходов были направлены в места организованного захоронения и складирования. В соответствии с разрешением на размещения отходов на территории предприятия на конец отчетного года временно размещено 1.94тонн отходов 2 и 3 классов токсичности. В течение вегетативного периода проводились работы по озеленению территории промышленных производственных объектов.

Среднегодовая стоимость основных производственных фондов по охране окружающей среды в отчетном году составила -53.48млн. рублей, а текущие затраты на их эксплуатацию и выполнение природоохранных мероприятий - 0.735 млн. рублей.

Средства и штрафы за нарушение природоохранного законодательства управлением и должностными лицами в отчетном году не выплачивались.

Валовый выброс загрязняющих веществ от стационарных источников загрязнения в 1998 году составил по управлению 4842.2 тонн, что на 1327.3 тонн больше, чем в 1997 году, и связан с увеличением числа источников выбросов за счет ввода в эксплуатацию новых объектов и объемов производства. Одновременно произошло увеличение объемов выбросов по основным загрязняющим веществам, кроме сернистого ангидрида, где имеет место снижение выбросов на 288.5 тонн, в основном, за счёт сокращения количества сжиженного пластового газа при продувках скважин. Не смотря на абсолютное увеличение объемов валового выброса, удельный показатель на 1 млн. м³ добытого газа сепарации снизился и составил 0.641 тонн/1 млн. м³ при проектном -0.881 тонн/1 млн.м³.

В процессе эксплуатации установки находящиеся под давлением в аппаратах и трубопроводах газообразные продукты могут поступать в атмосферу за счет:

- периодических сбросов в атмосферу перед остановкой оборудования на ремонт;
- сброса газа, предусмотренного технологическим режимом (таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Выбросы газа

Показатели	Единица Измерения	Разрешенный (проектный) выброс	Выбросы по годам		
			1996г.	1997г.	1998г.
1	2	3	4	5	6
Валовый выброс	т	10569,5	3115,3	3514,9	4842,2
Удельный выброс	т/млн. м ³	0,881	0,835	0,628	0,641

С целью сокращения вредных выбросов и экономии товарного газа в теплое время года на 26 скважинах временно отключались подогреватели.

Своевременное проведение планово-предупредительных осмотров и ремонтов оборудования, трубопроводов позволили предотвратить непроектные залповые и аварийные выбросы при добыче и транспортировке

пластового газа. Случаев высоких и экстремально высоких загрязнении атмосферного воздуха, связанных с производством нет

7.3.2 Утилизация отходов производства

Для утилизации выбросов газа на УКПГ предусмотрены системы сброса на факел и на свечу.

Сброс газа от предохранительных клапанов осуществляется на свечу в атмосферу без сжигания, так как он происходит только при нарушении технологического режима и непродолжителен по времени. В случае необходимости предусмотрен также сброс газа в атмосферу с аппаратов воздушного охлаждения.

В технологических цехах предусмотрена дренажная система сброса газа и паров с отдельных аппаратов и емкостей. При адсорбционной осушке газа отработанный адсорбент после двух лет эксплуатации выгружается из адсорберов. Селикогель вывозится за территорию УКПГ для захоронения в местах, согласованных с государственными инспектирующими организациями, а муллит сортируется и его основная часть 85 % возвращается в технологический процесс, а деформированные шарики подлежат захоронению.

Заключение

В данной работе представлены результаты теплового расчета по шлейфам Ямбургского месторождения на 1999 год для двух характерных длин шлейфов (2 км и 10 км) и двух расходов газа по шлейфам, моделирующим соответственно работу 4-х (с сумарным дебитом 2,85 млн.м³/сут.) и 8-ми (5,71 млн.м³/сут.) скважин одного куста в шлейф. Здесь принята средняя проектная производительность скважин, что на практике не всегда реализуется. Весьма существенно отметить, что при заданных расходах газа в шлейфах имеет место дисперсно-кольцевой режим течения газожидкостного потока и обеспечивается непрерывный вынос жидкой фазы (воды, либо водного раствора метанола) из шлейфа. Из рассмотрения видно, что при температуре окружающей среды до минус 20 °С и работе шести и более скважин в один шлейф темп падения температуры не превышает 0,5 - 0,6 град/км. Однако при уменьшении производительности шлейфов и при низких температурах воздуха (минус 30 - минус 35 °С), температура газа в конце шлейфа может быть на 10 - 14 °С ниже температур газа на устьях скважин. Следовательно, гидратный режим работы шлейфов Ямбургского месторождения реализуется в настоящее время (при температурах газа на устьях 12 - 14 °С и давлениях 4,8 - 5,0 МПа) главным образом для данных шлейфов и при температуре воздуха ниже минус 20 °С.

По результатам расчета видно, что в зимнее время удельный расход ингибитора сильно зависит от длины шлейфа. Это явление напрямую связано с понижением температуры газа вследствие теплопередачи окружающей среде. Также можно сделать вывод, что с увеличением дебита газа удельный расход ингибитора уменьшается. Это связано с тем, что увеличивается скорость газа и он находится меньшее время в контакте с окружающей средой через стенки труб. Уменьшение времени контакта приводит к уменьшению перепада температуры по длине трубопровода, что подтверждается расчетными данными.

Список использованных источников

- Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности.- М.: Недра, 1986. - 283 с.
- Истомин В.А., Сулейманов Р.С., Бурмистров А.Г. и др. Пути сокращения расхода ингибиторов гидратообразования в системах подготовки газа Уренгойского месторождения – М.: ВНИИЭгазпром, 1987.- 48 с.
- Регламент по УКПГ-5.-М.:РАО ГАЗПРОМ,ВНИИГАЗ, 1994.-43с.
4. Кабанов Н.Н. Фазовое распределение и экологические вопросы использования метанола в качестве реагента // Обзорная информация. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. - М.: ВНИИЭгазпром, 1996.- 19 с.
5. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти.- М.:РАО ГАЗПРОМ, ВНИИГАЗ, 1990.- 213 с.
6. М.М. Караваев, В.Е. Леонтьев, И.Г. Попов, Е.Т. Шепелев. Технология синтетического метанола. – М.:Химия, 1984. - 239 с.
7. Э.Б. Бухгалтер, Г.А. Зуйкова, Н.И. Бирюков, Т.И. Слуцкая, В.М. Пушнов, А.Е. Тункея. Методика расчета ингибиторов гидратообразования с применением ЭВМ.- М.: ВНИИЭгазпром, 1985. - 92 с.
8. Чеботарев В.В. Расчеты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции.-УФА: УГНТУ, 1995. - 144 с.

Приложение А

Программа гидравлического и теплового расчета шлейфа

```
program shleif;
uses crt,dos;
var
Q:array[1..10] of real;
Toc:array[1..10] of real;
x,Pk,s,Tcp,Tg,Tl,a,Pcp,Px:real;
Ty,Py,r,Cp,K,Z,Di,dn,db:real;
L,i,j,n:integer;
lst : text;
begin
clrscr;
write('  Количество вариантов N=');
readln (n);
write ('  Относительная плотность газа,  r=');
read (r);
write ('  Изобарическая теплоемкость газа,кДж/кг  Cp=');
read (Cp);
write ('  Коэф. теплопередачи,Вт/(м2*С)  K=');
read (K);
write ('  Коэф. сверхсжимаемости газа,  Z=');
read (Z);
write ('  Эффект Джоуля-Томсона, С/МПа  Di=');
read (Di);
write ('  Внутренний диаметр шлейфа, мм  db=');
read (db);
write ('  Наружный диаметр шлейфа, мм  dn=');
```

```

read (dn);
write (' Температура на устье скважины , K  Ty=');
read (Ty);
for j:=1 to n do
Продолжение приложения А
begin
writeln;
writeln ('      Вариант № ',j);
write (' Добыча газа, млн.м3/сут  Q=');
read (Q[j]);
write (' Температура окружающей среды, K  Tос=');
read (Tос[j]);
write (' Давление на устье скважины, МПа  Py=');
read (Py);
write (' Длина шлейфа, м*10^2  L=');
read (L);
writeln;
writeln('      Результаты гидравлического и теплового расчета. ');
writeln('      X, м      Px, МПа      Tl, K      Tg, K      ');
for i:=0 to L do
begin
x:=i/10+0.001;
a:=262.3*k*dn/(Q[j]*r*Cp*1e+6);
Tср:=(Tос[j]+(Ty-Tос[j])*(1-exp(-a*x))/(a*x);
s:=0.009407/(2*db*db*db*1e-8);
Pk:=sqrt(sqr(Py)-s*r*z*Tср*Q[j]*Q[j]*x/(10.23e-12*exp(ln(db)*5)));
Pср:=2/3*(Py+sqrt(Pk)/(Py+Pk));
Px:=sqrt(sqr(Py)-(sqr(Py)-sqr(Pk))*x*10/L);
Tl:=(Tос[j]+(Ty-Tос[j])*exp(-a*x)-Di*(sqrt(Py)-sqrt(Pk))*(1-exp(-
a*x)))/(2*a*x  *Pср);

```

```
Tg:=8960.19/(33.3386-ln(Px));  
write(' ',x:3:1,' ',Px:4:2);  
writeln(' ',Tl:4:2,' ',Tg:4:2);  
end;  
end; end.
```

Приложение В

Программа расчета расхода ингибитора

```
program ingibitor;
uses crt,dos;
const M=32;K=1220;Rk=753
var Tg,dT,Tr,C1,C2,Qb,a,Qg,Qk,Ck,Gm:real;
B,B1,P,Py,Ty,Og,Ok,W1,W2,Wpl,dW,G:real;
begin
clrscr;
write ('Давление на устье скважины, МПа Py=');
read (Py);
write ('Температура на устье скважины ,С Ty=');
read (Ty);
write ('Давление на входе в УППГ, МПа P=');
read (P);
write ('Температура на входе в УППГ,С Tr=');
read (Tr);
write ('Добыча газа, тыс.м3/сут Og=');
read (Og);
write ('Добыча конденсата, тыс.м3/сут Ok=');
read (Ok);
write ('Количество выносимой газом воды, кг/тыс.м3 Wpl=');
read (Wpl);
write ('Массовая доля свежего метанола, C1=');
read (C1);
{Количество метанола, необходимого для насыщения жидкой фазы,
кг/тыс.м3}
Tg:=8960.19/(33.3386-ln(P));
```

$$dT:=(Tg-273.15)-Tr;$$

$$C2:=M*dT/(K+M*dT);$$

$$B:=\exp(-3.19+0.0588*Ty-0.00017*\sqrt{Ty});$$

$$B1:=\exp(-3.19+0.0588*Tr-0.00017*\sqrt{Tr});$$

$$W1:=\exp(1.487+0.0733*Ty-0.000226*\sqrt{Ty})/Py+B;$$

Продолжение приложения В

$$W2:=\exp(1.487+0.0733*Tr-0.000226*\sqrt{Tr})/P+B1;$$

$$dW:=W1-W2+Wpl;$$

$$Qb:=dW*C2/(C1-C2);$$

{Количество метанола, необходимого для насыщения газовой фазы,
кг/тыс.м3}

$$a:=\exp(5.33+0.0606*Tr)/\exp(\ln(p))*0.69;$$

$$Qg:=0.001*a*C2;$$

{Количество метанола, растворенного в жидкой углеводородной фазы,
кг/тыс.м3}

$$Ck:=0.2118e-3*\sqrt{C2}-0.2682e-3*C2+0.02547;$$

$$Qk:=Ck*Ok*Rk/Og;$$

{Суммарный расход метанола для борьбы с гидратами, кг/тыс.м3}

$$Gm:=Qb+Qg+Qk;$$

$$G:=Og*Gm/24;\{кг/ч\};$$

$$\text{writeln('Tg=',Tg:4:3);}$$

$$\text{write('Температура понижения гидратообразования , C dT=');}$$

$$\text{writeln(dT:4:2);}$$

$$\text{write('Массовая доля отработанного метанола, C2=');}$$

$$\text{writeln(C2:4:3);}$$

$$\text{write('Количество метанола в водном растворе, кг/тыс.м3 Qb=');}$$

$$\text{writeln(Qb:4:3);}$$

$$\text{write('Содержание метанола в конденсате, кг/тыс.м3 Qk=');}$$

$$\text{writeln(Qk:4:6);}$$

$$\text{write('Количество метанола в газовой фазе, кг/тыс.м3 Qg=');}$$


```
writeln(Qg:4:3);  
write('Суммарный расход метанола для борьбы с гидратами, Gm=');  
writeln(Gm:4:3);  
writeln('G=',G:4:3);  
End.
```