

**Министерство высшего и среднего специального образования  
Республики Узбекистан  
Бухарский инженерно -технологический институт**

На правах рукописи  
УДК 622.684

**ФОЗИЛОВ ОБИДЖОН АДИБЕКОВИЧ**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО СИСТЕМЕ СБОРА,  
ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА ГАЗА НА  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМАНТЕПЕ**

**5А 311902 – «Эксплуатация машин и оборудования нефтегазовых  
месторождений»**

**ДИССЕРТАЦИЯ**

**на соискания академической степени магистра**

**Научный руководитель:  
к.т.н. Бозоров Г.Р.**

**Бухара-2016г.**

## СОДЕРЖАНИЕ

стр.

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	
<b>Глава - I. Литературный обзор. Состав, свойства и сбор природного газа на промысле.....</b>	
<b>Глава II. Объект исследования. Установка предварительной подготовки газа (УППГ) Самантепинское газоконденсатного месторождения.....</b>	
2.1. Общие сведения о месторождении Самантепе.....	
2.2. Установка предварительной подготовки газа (УППГ) Самантепе..	
2.3. Характеристика продукта.....	
2.4. Характеристика сырья .....	
2.5.Сбор газа месторождения .....	
2.6. Мероприятия по внедрению рекомендуемого варианта разработки месторождения Самантепе.....	
2.6.1 Основные положения по реализации рекомендуемого варианта..	
2.6.2. Размещение и порядок ввода скважин в эксплуатацию.....	
2.6.3. Рекомендации по контролю за разработкой.....	
<b>Глава III.Технологические решения по системам сбора, промышленной подготовки и транспорта газа месторождения Самантепе .....</b>	
3.1 Описание технологической схемы установки предварительной подготовки газа .....	
3.2 Система факельного хозяйства.....	
3.3.Расчет системы предварительной подготовки газа.....	
3.4. Система сбора и транспорта газа.....	
3.5. Подготовка газа к транспорту.....	
3.6. Ввод дожимной компрессорной станции.....	
3.7. Обеспечение номинальных условий транспорта газа на МГПЗ.....	
<b>ВЫВОДЫ.....</b>	
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	

## **АННОТАЦИЯ**

В данной работе приведены общие сведения по месторождению Самантепе, изучены характеристика сырья месторождения и продукции установки предварительной подготовки газа. Приведены мероприятия по внедрению рекомендуемого варианта разработки месторождения Самантепе. Определены технологические решения по системам сбора, промышленной подготовки и транспорта газа месторождения Самантепе для обеспечения номинальных условий транспорта газа на МГПЗ

## **АННОТАЦИЯ**

Ушбу диссертация ишида Самантепе кони хақида умумий маълумотлар келтирилган, коннинг хом-ашёси ва конда дастлабки газни тайёрлаш қурилмаси махсулоти таснифи ўрганилган. Самантепе конини ишлаш учун тавсия этилган вариантни тадбиқ этиш чоралари келтирилган. Газни МГҚИЗга узатиш шароитларини таъминлаш мақсадида газни йиғиш, конда тайёрлаш ва газни узатиш учун технологик ечимлари ишлаб чиқилган.

## **SUMMARY**

General information on the field to Samantepa is given in this work, the characteristic of raw materials of the field and products of installation of preliminary preparation of gas are studied. Actions for implementation of recommended option of mining to Samantepa are given. Technological decisions are determined by systems of collection, trade preparation and transport of gas of the field to Samantepa for providing nominal conditions of transport of gas to Mubarek gas-processing plant.

## **ВВЕДЕНИЕ**

**Доклад Президента Республики Узбекистан Ислама Каримова на расширенном заседании Кабинета Министров, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2015 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2016 год.**

В повестке дня расширенного заседания Кабинета Министров – итоги экономического и социального развития страны за истекший 2015 год и утверждение важнейших приоритетов развития экономики страны на 2016 год.

Анализируя поступательное продвижение страны по пути демократических преобразований и устойчивого развития, мы имеем все основания заявить о том, что в истекшем году сделаны решительные шаги в осуществлении принципиально важных реформ, направленных на достижение нашей главной цели – выйти на уровень развитых демократических государств мира с сильной социально ориентированной экономикой, обеспечивающей достойный уровень и качество жизни наших людей.

Речь, прежде всего, идет о реализации всесторонне продуманной Программы, направленной на обеспечение глубоких структурных преобразований, надежной защиты интересов частного предпринимательства и малого бизнеса и, что принципиально важно, – в законодательном, нормативно-правовом и практическом, как это предусмотрено в нашей Конституции, обеспечении приоритетной роли частной собственности, поступательного сокращения присутствия государства в экономике Узбекистана.

Признано целесообразным на этом этапе нашего развития под прямым управлением государства сохранить только предприятия, осуществляющие добычу и переработку углеводородного сырья, драгоценных и цветных

металлов, урана, а также стратегические инфраструктурные отрасли естественных монополий – железные и автомобильные дороги, авиационные перевозки, генерирование электроэнергии, электрические и коммунальные сети.

Была поставлена задача и созданы условия для массовой продажи государственных активов, в первую очередь иностранным инвесторам. Так, по «нулевой» выкупной стоимости было реализовано на конкурсной основе новым инвесторам 506 имущественных комплексов с принятием инвесторами инвестиционных обязательств в размере около 1 триллиона сумов и 40 миллионов долларов США, а также созданием около 22 тысяч новых рабочих мест.

Среди введенных в строй объектов особо хотел бы отметить построенный совместно с южнокорейскими инвесторами и специалистами Устюртский газохимический комплекс на базе месторождения Сургиль. Этот комплекс стоимостью свыше 4 миллиардов долларов является одним из самых современных высокотехнологичных и крупных производств в мире. Его ввод в эксплуатацию позволит получать ежегодно 83 тысячи тонн полипропилена, который до этого импортировался в республику, увеличить объем производства полиэтилена в 3,1 раза, трудоустроить более 1 тысячи высококвалифицированных специалистов.

Определяя основные приоритеты социально-экономического развития нашей страны на 2016 год, мы не можем не учитывать серьезные проблемы, возникающие в связи с продолжающимся глобальным кризисом, резким сокращением спроса, неопределенностью и существенно возросшей жесткой конкуренцией на мировых рынках, падением темпов роста производства и всеми вытекающими отсюда последствиями, коснувшимися большинства государств в мире.

В этой связи непростые проблемы, стоящие перед нами в 2016 году, диктуют необходимость полного отказа от изживших себя методов инерционного прогнозирования от достигнутого уровня, полагаясь на средние показатели развития.

Главным ориентиром для нас должно быть непрерывное технологическое и техническое обновление производства, а также постоянный поиск внутренних резервов, осуществление глубоких структурных преобразований в экономике, модернизации и диверсификации промышленности.

Иначе говоря, само время требует перейти на последовательные 3-4-стадийные циклы переработки сырья в востребованную на мировом рынке продукцию по схеме: базовое сырье – первичная переработка (полуфабрикаты) – готовые материалы для промышленного производства – готовая продукция для конечного потребления.

При этом возникает необходимость при разработке и реализации программ проследить полный цикл глубокой переработки по каждому виду первичного сырья – полуфабриката вплоть до готовой продукции конечного потребления.

Словом, нужно обеспечить прогнозирование всего цикла организации производства – от сырья до готовой продукции с обоснованием целесообразности и окупаемости затрат.

Как показывают расчеты, в результате выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью объемы производства нефтегазохимической продукции могут быть увеличены с освоением новых ее видов к 2030 году в 3,2 раза, изделий из цветных металлов – в 2,2 раза, из черных металлов – в 2,3 раза, продукции химической промышленности, включая минеральные удобрения, – в 3,2 раза.

Наряду с этим рост производства современной готовой продукции с высокой добавленной стоимостью, востребованной на внешних рынках, станет основой устойчиво высоких темпов роста ее экспорта.

Надо сказать, что эта работа в стране уже начата. Однако она требует кардинально нового программного комплексного подхода, с тем чтобы по каждому перспективному виду сырья и полуфабрикатов, обладающих высоким потенциалом, иметь конкретную программу глубокой переработки, рассчитанную на 2020, 2025, 2030 годы.

У нас сегодня есть все основания, исходя из глубокого анализа тенденций развития мировой экономики, реальной оценки наших ресурсов и возможностей, поставить перед собой целевую задачу – не менее чем в 2 раза увеличить к 2030 году объем валового внутреннего продукта нашей страны.

**Актуальность работы.** Современный нефтегазовый комплекс Республики Узбекистан является одной из ведущих отраслей индустрии. За годы независимости проделана огромная работа по совершенствованию, интенсификации разработки месторождений наращиванию объемов добычи углеводородного сырья. Перспективность месторождений углеводородного сырья, накопленный научно – технический потенциал и богатый производственный опыт создают благоприятные предпосылки для дальнейшего развития отрасли.

Качество подготовки газа к транспорту является той основной, которая определяют уровень гидравлического состояния газопроводов, энергетические затраты на транспорт газа, эффективность условий последующей переработки газа, степень и уровень утилизации ценных углеводородных компонентов и, в конечном итоге, надежность газоснабжения всего региона.

Участок месторождения Самантепе на территории РУз был введен в ОПЭ в 2006 г. с подачей добываемого газа на УКПГ Уртабулак, для

промысловой подготовки, и далее на Мубарекский ГПЗ (МГПЗ) - для очистки от кислых компонентов перед подачей в систему магистральных газопроводов. Исходя из этого, задачей настоящей работы являлось выяснение влияния параметров работы системы сбора на эффективность подготовки газа с обеспечением номинальных условий транспорта газа на МГПЗ.

**Цель настоящей работы:** Выявление оптимальной системы сбора, промысловой подготовки и транспорта газа на месторождении Самантепе

**Основные задачи исследований:**

1. Изучение характеристики сырья и продукции месторождения Самантепе
2. Изучение системы сбора газа месторождения и работы установки предварительной подготовки газа (УППГ) Самантепе
3. Мероприятия по внедрению рекомендуемого варианта разработки месторождения Самантепе
4. Совершенствование системы сбора, промысловой подготовки и транспорта газа месторождения Самантепе

**Методы решения поставленных задач.**

1. Изучение состава продукции скважин месторождения Самантепе
2. Исследование системы сбора газа и работы установки подготовки газа
3. Анализ разработки месторождения и определение основных положений по реализации рекомендуемого варианта
4. Расчет системы предварительной подготовки газа
5. Обеспечение номинальных условий транспорта газа на МГПЗ

**Основные защищаемые положения.**

1. Рекомендации по контролю за разработкой
2. Основные положения по реализации рекомендуемого варианта месторождения Самантепе

3. Технологические решения по системам сбора, промышленной подготовки и транспорта газа месторождения Самантепе
4. Обеспечение номинальных условий транспорта газа на МГПЗ

#### **Практическая значимость.**

1. Приведены основные положения по реализации рекомендуемого варианта разработки месторождения Самантепе
2. Рекомендации для оптимальной системы сбора, промышленной подготовки и транспорта газа на месторождении Самантепе

#### **Публикации.**

Результаты исследований по данной диссертации опубликованы в следующих статьях и доложены в нижеследующих конференциях:

1. «Совершенствование ингибиторной защиты оборудования и газопроводов от коррозии.» Материалы республиканской научно-практической конференции. Бухара 7-10 апреля, 2015г.стр.270-271.
2. «Обоснование технологического режима работы газового месторождения Самантепе.» Материалы республиканской научно-практической конференции. Бухара 7-10 апреля, 2015г.стр.272-273.
3. «Фазовые равновесия в многокомпонентных смесях, содержащих компоненты природного газа, воду, метанол, гликоли.» Международный научный журнал «Молодой ученый» №2 январь 2016г.стр.182-183.

#### **Объём работы.**

Магистерская диссертация состоит из введения, трёх глав, выводов и списка литературы. Объём магистерской диссертации состоит из 79 страниц, в том числе рисунков и таблиц и список использованной литературы из 12 наименований и электронных сайтов.

## **Глава - 1. Литературный обзор. Состав, свойства и сбор природного газа на промысле.**

Природный газ относится к полезным ископаемым и часто является попутным газом при добыче нефти. Природный газ в условиях залегания в земных недрах находится в газообразном состоянии - в виде отдельных скоплений (газовые залежи) или в виде газовой шапки нефтегазовых месторождений, или в растворённом состоянии в нефти и воде. Природный газ существует также в виде естественных газогидратов в океанах и зонах вечной мерзлоты материков, в залежах угля и сланцев.

Природный газ представляет собой естественную смесь газообразных углеводородов, в составе которой преобладает метан (80-97%). Образуется в недрах земли при медленном анаэробном (без доступа воздуха) разложении различных органических веществ.

Природные газы состоят в основном из предельных углеводородов, но в них также могут быть сероводород, азот, углекислота, гелий и другие газы. Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, состоят в основном из метана.

Природный газ является высокоэффективным энергоносителем и ценным химическим сырьем.

***Природный газ имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами топлива и сырья:***

- стоимость его добычи значительно ниже, чем других видов топлива;
- производительность труда при его добыче выше, чем при добыче нефти и угля;
- при газовом отоплении городов и населенных пунктов гораздо меньше загрязняется воздушный бассейн, чем при использовании угля и мазута;

- при работе на природном газе достигаются более высокие КПД;
- большая удельная теплота сгорания позволяют более эффективно применять природный газ в качестве топлива в энергетике и технологических процессах;

***Природный газ как промышленное топливо имеет следующие технологические преимущества:***

- при сгорании требуется минимальный избыток воздуха (кислорода);
- содержит меньшее количество вредных продуктов горения в виде механических и химических примесей;
- при сгорании газа можно обеспечить более точную регулировку температурного режима и экономить топливо;
- газовые горелки и форма газового пламени позволяют располагать их в любом месте печи, что позволяет повысить эффективность процессов теплообмена, обеспечить устойчивый температурный режим и в случае необходимости быстро обеспечить высокую степень нагрева в необходимом месте.

***Природный газ как топливо имеет некоторые отрицательные свойства:***

- Природные газы, как горючие газы, представляют значительную пожарную опасность; легко воспламеняются и их горение может вызвать ожоги или воспламенение других горючих материалов.
- Смеси газа и воздуха в определенном соотношении, являются пожаро-и взрывоопасными. При внесении в такие смеси источника огня или высоконагретого тела происходит их возгорание (взрыв).

- Теплота реакции горения выделяется мгновенно и продукты сгорания газа, нагреваясь и расширяясь, создают в данном объеме повышенные давления.
- Резкое увеличение давления при сгорании газа в ограниченном объеме (помещение, топка, газопровод) обуславливает разрушительный эффект взрыва.
- При взрывах газовой смеси в трубах с большим диаметром и длиной могут произойти случаи, когда скорость распространения пламени и ударной волны превзойдет скорость распространения звука. При этом наблюдается повышение давления приблизительно до 8 МПа (80 кгс/см<sup>2</sup>). Такое взрывное воспламенение называется детонацией.
- Природные товарные газы не ядовиты. Однако, при концентрации метана в воздухе до 10% и более, возможно удушье вследствие уменьшения содержания кислорода в воздухе.

### **Физико-химические свойства природного газа**

Различие физико-химических и теплотехнических характеристик природного газа обусловлено разным содержанием в газе горючих и негорючих газообразных компонентов, а также вредных примесей.

*К горючим компонентам относятся следующие вещества:*

**Метан (СН<sub>4</sub>)** - Бесцветный нетоксичный газ без запаха и вкуса. Состав метана состоит из 75% углерода и 25% водорода. Масса 1 м<sup>3</sup> метана равна 0,717 кг. При атмосферном давлении и температуре минус 162° С метан сжижается и его объем уменьшается почти в 600 раз - сжиженный природный газ является перспективным энергоносителем для социальной и промышленной сферы.

Высшая удельная теплота сгорания метана составляет 39 820 кДж/м<sup>3</sup>, 13 200 ккал/кг и 212 860 ккал/моль, а низшая - 35 880 кДж/м<sup>3</sup>, 11 957 ккал/кг и

191 820 ккал/моль. Содержание метана в природных газах достигает 99% и поэтому его свойства практически полностью определяют свойства природных газов.

Метан обладает сравнительно низкой реакционной способностью. Это объясняется тем, что на разрыв четырех связей С-Н в молекуле метана требуется большая затрата энергии.

Кроме метана в горючих газах могут содержаться этан  $C_2H_6$ , пропан  $C_3H_8$ , бутан  $C_4H_{10}$  и др.

Углеводороды метанового ряда имеют общую формулу  $C_nH_{2n+2}$ , где  $n$  — углеродное число, равное 1 для метана, 2 для этана и 3 для пропана. С увеличением числа атомов в молекуле тяжелых углеводородов возрастают ее плотность и удельная теплота сгорания.

Природные и попутные газы, состоящие в основном из метана, представляют собой не только высококалорийное топливо, но ценное сырье для химической промышленности.

**Водород ( $H_2$ )** - Бесцветный нетоксичный газ без вкуса и запаха, масса 1 м<sup>3</sup> равна 0,09 кг, в 14,5 раза легче воздуха.

Удельная теплота сгорания водорода составляет:

высшая - 12 750 кДж/м<sup>3</sup>, 33 850 ккал/кг и 68 260 ккал/моль;  
низшая - 10 800 кДж/м<sup>3</sup>, 28640 ккал/кг и 57 740 ккал/моль и превышает на теплоту, затрачиваемую на испарение воды, образующейся при сгорании водорода; 1 м<sup>3</sup> водорода, сгорая в теоретически необходимом количестве воздуха, образует 2,88 м<sup>3</sup> продуктов горения.

Водородно-воздушные смеси легко воспламенимы и весьма пожаро- и взрывоопасны.

**Оксид углерода (СО)** - Бесцветный газ без запаха и вкуса, масса 1 м<sup>3</sup> составляет 1,25 кг.

Удельная теплота сгорания равна 13 250 кДж/м<sup>3</sup>, 2413 ккал/кг или 67 590 ккал/моль. Увеличение содержания оксида углерода за счет снижения балласта (CO<sub>2</sub> + N<sub>2</sub>) резко повышает удельную теплоту сгорания и температуру горения низкокалорийных газов.

В высококалорийных газах, содержащих метан и другие углеводороды, увеличение процентного содержания оксида углерода понижает удельную теплоту сгорания газа.

Оксид углерода относится к высокотоксичным газам, и находится в помещении, воздух которого содержит 0,2% CO, в течение одного часа вредно для организма, а при содержании 0,5% CO находится в помещении даже в течение нескольких минут опасно для жизни. Оксид углерода легко вступает в соединение с гемоглобином крови. При содержании в воздухе 0,04% CO примерно 30% гемоглобина крови вступает в химическое соединение с оксидом углерода, при 0,1% CO - 50%, при 0,4%-более 80%.

***Негорючая часть природного газа состоит в основном из азота, углекислый газ и кислород:***

**Азот (N<sub>2</sub>)** - Бесцветный газ без запаха и вкуса. Плотность азота равна 1,25 г/м<sup>3</sup>.

Атомы азота соединены между собой в молекуле тройной связью N = N, на разрыв которой расходуется 170,2 тыс. ккал/моль теплоты.

Азот практически не реагирует с кислородом, поэтому при расчетах процесса горения его рассматривают как инертный газ. Однако при горении природного газа при высоких температурах из азота воздуха в незначительных количествах образуются оксиды азота N<sub>ox</sub>.

Содержание азота в различных газах колеблется в значительных пределах.

**Углекислый газ (CO<sub>2</sub>)** - Плотность CO<sub>2</sub> составляет 1,98 г/м<sup>3</sup>. Углекислый газ тяжелее воздуха в 1,53 раза, при температуре - 20° С и давления 5,8 МПа (58

кгс/см<sup>2</sup>) он превращается в жидкость, которую можно перевозить в стальных баллонах.

При сильном охлаждении CO<sub>2</sub> застывает в белую снегообразную массу.

Твердый CO<sub>2</sub>, или сухой лед, широко используется для хранения скоропортящихся продуктов и в других целях.

**Кислород (O<sub>2</sub>)** - Газ без запаха, цвета и вкуса. Плотность составляет 1,43 г/м<sup>3</sup>.

Присутствие кислорода в газе понижает удельную теплоту сгорания и делает газ взрывоопасным. Поэтому содержание кислорода в газе не должно быть более 1% от объема.

***К вредным веществам в природном газе относятся следующие газы:***

**Сероводород (H<sub>2</sub>S)** - Бесцветный газ с сильным запахом, напоминающим запах тухлых яиц, обладает высокой токсичностью. Содержание сероводорода в газе не должно превышать 2 г на 100 м<sup>3</sup> газа. Масса 1 м<sup>3</sup> сероводорода равна 1,54 кг.

Сероводород, действуя на металлы, образует сульфиды. Он оказывает сильное корродирующее воздействие на газопроводы, особенно при одновременном присутствии в газе H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O и O<sub>2</sub>.

При сжигании сероводород образует сернистый газ, вредный для здоровья и оказывающий коррозионное воздействие на металлические поверхности.

**Цианистоводородная (синильная) кислота (HCN)** - Представляет собой бесцветную легкую жидкость с температурой кипения 26° С. Вследствие такой низкой температуры кипения HCN находится в горючих газах в газообразном состоянии.

Синильная кислота очень ядовита - допускается наличие не более 5 г цианистых соединений (в пересчете на HCN) на каждые 100 м<sup>3</sup> газа.

Синильная кислота обладает сильным корродирующим воздействием на железо, медь, олово, цинк и их сплавы.

**Продукция скважин газовых и газоконденсатных месторождений может быть классифицирована следующим образом:**

1. Природный и нефтяной попутный газы, подаваемые по магистральным газопроводам и далее по системе линейных газопроводов потребителям социальной и промышленной сферы в качестве топлива и сырья для последующей переработки в другие продукты;
2. Стабильный и нестабильный углеводородные конденсаты, углеводородные топлива (бензиновые и дизельные фракции, мазуты, пропан и бутан, а также их смеси), широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) и продукты их переработки, а также другие жидкие смеси углеводородов;
3. Твердые продукты газопереработки, такие как: сажа, технический углерод, техническая сера и др.;
4. Индивидуальные газообразные углеводороды и инертные газы, а также газовые смеси заданного состава.

Газ природный топливный компримированный для ДВС

ГОСТ 27577-2000

Наименование показателя	Значение
1. Объемная теплота сгорания низшая, кДж/м <sup>3</sup> , не менее	31800
2. Относительная плотность к воздуху	0,55-0,70
3. Расчетное октановое число газа (методом моторного метода), не менее	105
4. Концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,02
5. Концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,036

6. Масса механических примесей в 1 м <sup>3</sup> , более	1,0
7. Суммарная объемная доля негорючих компонентов, %, не более	7,0
8. Объемная доля кислорода, %, не более	1,0
9. Концентрация паров воды, мг/м <sup>3</sup> , не более	9,0
Примечание — Значения показателей установлены при температуре 293 К (20 °С) и давлении 0,1013 МПа.	

**Сбор газа** — это технологический процесс внутри промысловой транспортировки сырого газа от скважин или кустов скважин до установок подготовки его к дальнему транспорту.

Тогда как под **системой сбора газа** в общем случае понимается разветвленная сеть внутри промысловых трубопроводов, соединяющих скважины и кусты с установками промысловой подготовки, а также устройства, обеспечивающие надежное функционирование этой сети трубопроводов.

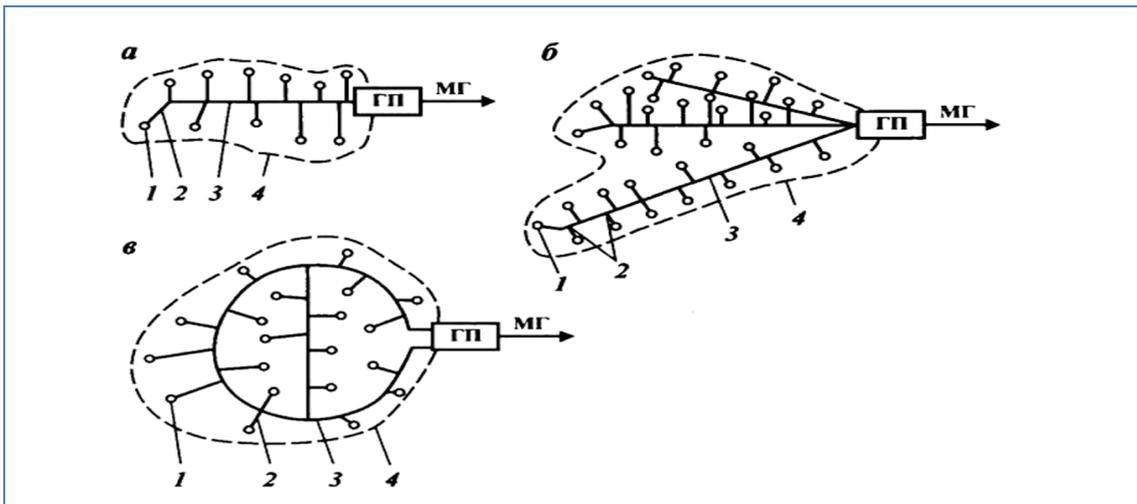


Рис.1.Индивидуальные схемы сбора и внутрипромыслового транспорта газа.  
 а – линейная; б – лучевая; в – кольцевая; 1 – скважина; 2 – шлейф; 3 – коллектор; 4 – контур месторождения (газоносности).

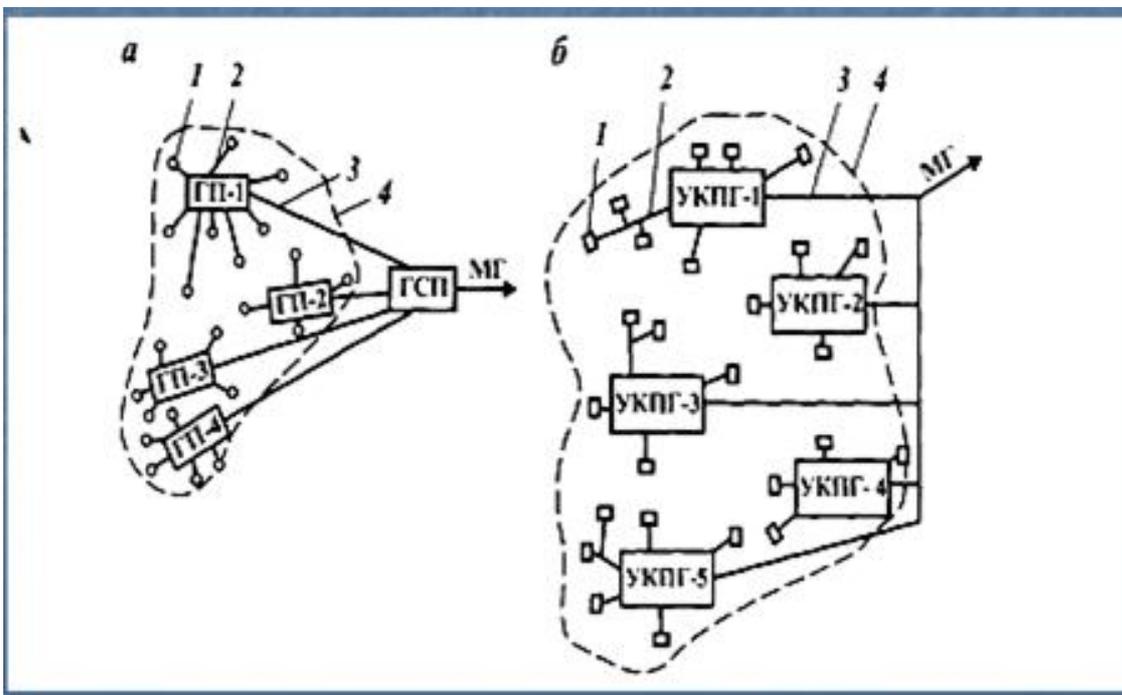


Рис.2.Групповые схемы сбора продукции скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях.

а – централизованная; б- децентрализованная; 1- скважина (куст); 2 – шлейф (коллектор); 3 – коллектор; 4 – контур месторождения (газоносности).

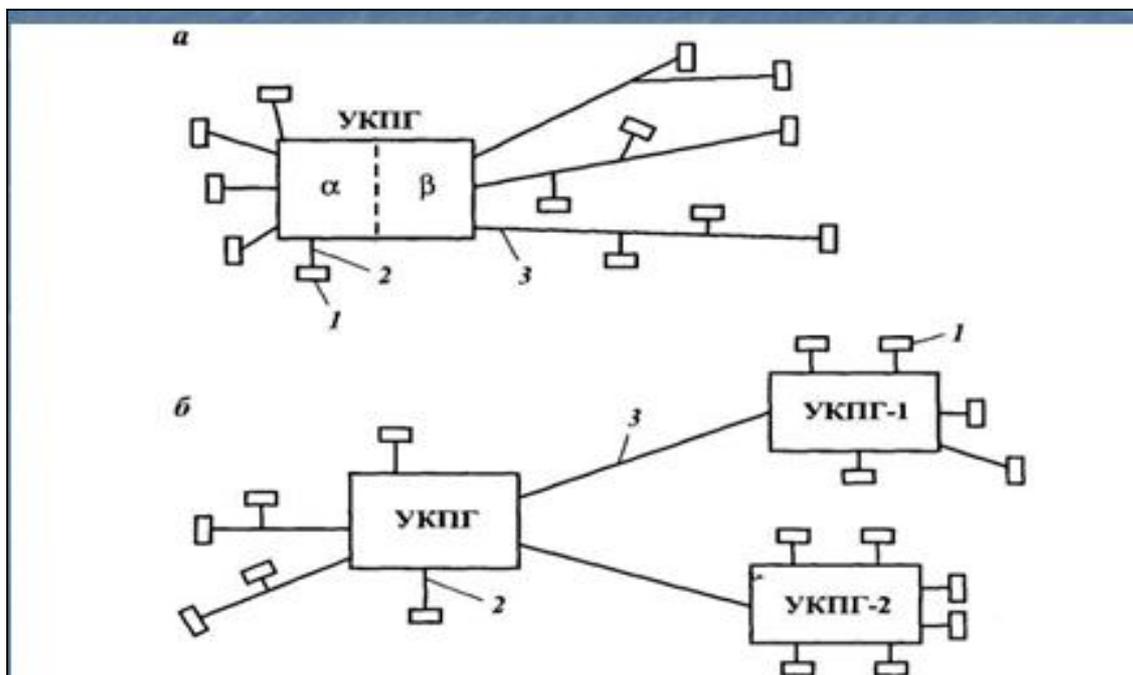


Рис.1.3.Перспективные принципиальные схемы мощных и сверхмощных УКПГ.

а – УКПГ имеет два технологических модуля по обработке газа – с ближних кустов  $a$  и дальних кустов  $b$ ; б- продукция скважин дальних кустов проходит предварительную обработку на УКПГ -1 и УКПГ-2, а продукция скважин с ближних кустов сразу подвергается обработке на УКПГ; 1-куст скважин; 2 – шлейф.

## **Глава II. Объект исследования. Установка предварительной подготовки газа (УППГ) Самантепинское газоконденсатного месторождения**

### **2.1. Общие сведения о месторождении Самантепе**

Самантепинское газоконденсатное месторождение, открытое в 1964 г., расположено на территории Каракульского района Бухарской области Республики Узбекистан и Туркменабадского района Республики Туркменистан, в 50 км к юго-востоку от г. Чарджоу, на правом берегу реки Амударья (рисунок 1.1).

В орографическом отношении район месторождения представляет собой пустынную равнину с абсолютными отметками (от + 190 до + 206 м). Водные источники на площади отсутствуют. Питьевая вода при поисково-разведочных работах доставлялась из г. Фараб, расположенного в 30 км к северо-западу от месторождения Самантепе. Грунтовые воды залегают на глубине до 30 м, их минерализация колеблется от 16 г/л до 24 г/л, дебит воды при откачке составляет 100 м<sup>3</sup>/сутки.

Климат района резко континентальный и характеризуется жарким, сухим летом и прохладной зимой, максимальная температура летом + 50 °С, зимой - 20 °С.

Дороги в районе месторождения отсутствуют. Ближайшие транспортные артерии - железная дорога, связывающая города Туркменабад с Бухарой, и идущее параллельно ей асфальтовое шоссе - расположены в 50 км к северо-западу. Ближайший магистральный газопровод БГР-Ташкент -

Бешкек-Алма-Аты и Мубарекский газоперерабатывающий завод располагаются в 100 км к северо-востоку от месторождения.

На расстоянии 2-5 км к северу и северо-востоку от месторождения Самантепе располагается газоконденсатное месторождение Денгизкуль, разработка которого ведется с 1981 г. с подачей газа на Мубарекский ГПЗ.

По территории месторождения Самантепе проходит Государственная граница между Туркменией и Узбекистаном. Площадь части месторождения, расположенной на территории Республики Узбекистан, составляет 94,3 км<sup>2</sup>.

Первооткрывательницей месторождения Самантепе является поисковая скважина 2, в которой в 1964 г. из подсолевых верхнеюрских карбонатных отложений был получен промышленный приток газа с конденсатом.

Промышленная газоносность месторождения Самантепе приурочена к отложениям верхней юры, включающих в себя сульфатно-карбонатную пачку, пластовые и массивные известняки. Разведка месторождения была завершена в 1969 г. Всего на месторождении пробурены 22 поисково-разведочные скважины общим метражом 57803 м. Все скважины были ликвидированы как выполнившие свое назначение.

Месторождение Самантепе введено в разработку в 1986 году. Добыча газа была приостановлена в 1993 году, в связи с ограничением приёма высокосернистого газа Мубарекским ГПЗ.

Всего за период 1986-1993 гг. было добыто 16,2 млрд. м<sup>3</sup> газа и 199 тыс.т. конденсата. Для эксплуатации месторождения было пробурено 28 эксплуатационных скважин, общим метражом 70504 м.

В пределах Узбекской части месторождения пробурены 5 разведочных скважин (скв. 7, 8, 11, 15, 17), и эксплуатационная скважина 36, из которой до 1993 г. было добыто 109 млн.м<sup>3</sup> газа и 2,0 тыс.т конденсата.

В 2002 г. АК «Узгеонефтегаздобыча» выполнен подсчет запасов по Узбекской части Самантепинского месторождения. При этом, подсчетные

параметры, в связи с отсутствием новой информации, были приняты в соответствии с утвержденными ГКЗ в 1970 г. В результате на баланс Республики были приняты остаточные запасы: газа сухого 13,75 млрд.м<sup>3</sup>, извлекаемого конденсата - 231 тыс. т и серы - 582 тыс. т. ГКЗ РУз от утверждения этих запасов воздержалось, в связи с недостаточностью



геологической, промыслово-геофизической информации и материалов опытно-промышленной эксплуатации.

Учитывая возрастающую потребность Узбекистана в углеводородах, в 2005 г. было принято решение о возобновлении добычи газа на месторождении Самантепе - участке расположенном на территории РУз.

Из-за технической непригодности скважины 36 для возобновления добычи газа и дальнейшей разработки месторождения, приказом НКХ «Узбекнефтегаз» от 15.07.2005 г., № 56-6 было решено бурить новые эксплуатационные скважины и выполнить оценку запасов углеводородов на части месторождения Самантепе, находящейся на территории РУз.

В этой связи в 2005, 2006 годах в приграничной зоне на территории РУз были пробурены 4 эксплуатационные скважины. Результаты бурения, испытания этих скважин, в совокупности с данными ГРП, явились основанием для подсчета запасов газа, конденсата, серы и сопутствующих компонентов Узбекской части Самантепинского месторождения, который был выполнен в 2006 г. ОМП(ПЗ) ОАО «Узбекгеофизика» [4]. ГКЗ Республики Узбекистан утвердила (протокол № 282 от 28.12.2006 г.) остаточные запасы (за вычетом добычи до 1993 г.) по промышленной категории С<sub>1</sub>в следующих количествах:

Таблица 2.1.

Газ сухой, млн.м <sup>3</sup>	Конденсат, тыс.т		Сера, тыс.т	Этан, тыс.т	Пропан, тыс.т	Бутаны, тыс.т
	геологические	извлекаемые				
39036	549	488	1596	768	269	189

Участок месторождения Самантепе на территории РУз был введен в ОПЭ в 2006 г. с подачей добываемого газа на УКПГ Уртабулак, для промышленной подготовки, и далее на Мубарекский ГПЗ (МГПЗ) - для очистки от кислых компонентов перед подачей в систему магистральных газопроводов.

### **Состав пластового газа**

Лабораторные исследования проб отсепарированного газа и сырого конденсата, отобранных в процессе промышленных исследований, позволили получить состав пластового газа (таблица 2.2), и произвести расчеты потенциального содержания стабильного конденсата, приходящегося на 1 м<sup>3</sup> отсепарированного пластового и сухого газа. При этом среднее потенциальное содержание конденсата составило 14,1 г/м<sup>3</sup>.

Изотерма пластовой конденсации для состава газа месторождения Самантепе, приведенного в таблице 2.5 (интервал 2457-2442 м), приведена на рисунке 2.7.

Для подсчета балансовых и извлекаемых запасов полезных компонентов газа по Узбекской части месторождения Самантепе приняты следующие содержания на 1 м<sup>3</sup> сухого газа:

этана - 19,68 г/м<sup>3</sup>

пропана - 6,89 г/м<sup>3</sup>

бутанов - 4,86 г/м<sup>3</sup>.

отсепарированного пластового и сухого газа. При этом среднее потенциальное содержание конденсата составило 14,1 г/м<sup>3</sup>.

Таблица 2.2 - Состав пластового газа и потенциальное содержание в нем стабильного конденсата по результатам газоконденсатных исследований скв. 73 месторождения Самантепе

Вид газа	Молярная доля компонента, %												Потенциальное содержание конденсата, г/м <sup>3</sup>	
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	ИЗО-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>		H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Сухой газ	Пласт, газ
горизонт XV2, интервал 2492-2483 м														
Сепарации	90,47	1,00	0,36	0,08	0,08	0,05	0,03	0,04	0,04	0,48	3,06	4,31		
Дегазации	47,51	19,17	7,52	1,71	2,18	1Д	0,56	0,63	0,34	1,55	9,41	8,32		
дебутанизации	1,25	44,46	28,32	7,02	11,65	3,04 <sup>^</sup>	2,42	1,09	0,24	0,33	не опр.	0,18		
пластовый	90,39	1,01	0,36	0,08	0,08	0,05	0,03	0,04	0,13	0,48	3,06	4,31	10,9	10,9
горизонт XV2, интервал 2457-2442 м														
Сепарации	89,62	2,13	0,39	0,11	0,13	0,07	0,04	0,05	0,03	0,48	3,02	3,93		
Дегазации	67,16	7,49	3,77	0,90	1,35	0,61	0,35	0,40	0,17	0,55	9,73	7,52		
Дебутанизации	1,20	47,45	25,00	6,93	10,85	3,54	2,84	1,18	0,27	0,55	не обн.	0,19		
Пластовый	89,53	2,13	0,39	0,11	0,13	0,07	0,04	0,05	0,12	0,48	3,02	3,93	14,1	14,1

Изотерма пластовой конденсации для состава газа месторождения Самантепе, приведенного в таблице 2.2 (интервал 2457-2442 м), приведена на рисунке 2.2.

Для подсчета балансовых и извлекаемых запасов полезных компонентов газа по Узбекской части месторождения Самантепе приняты следующие содержания на 1 м<sup>3</sup> сухого газа:

этана - 19,68 г/м<sup>3</sup>

пропана - 6,89 г/м<sup>3</sup>

бутанов - 4,86 г/м<sup>3</sup>.

Газ рассматриваемого месторождения является сероводородно-углекисло-углеводородным. Содержание метана изменяется от 85,2 до 95,75 % по объему, азота - от 0,3 до 3,3 % (среднее 0,75 %). Концентрация сероводорода изменяется от 2,19 до 3,46 % и в среднем составляет 2,92 %, углекислого газа - от 2,10 до 4,65 %, среднее 3,91 %. Суммарное содержание кислых компонентов в среднем по залежи составляет 6,83 %. Редкие компоненты: гелий - 0,007-0,013 %, аргон - 0,008-0,025 %. Основные характеристики пластового газа месторождения Самантепе представлены в таблицах 2.3, 2.4.

Относительный удельный вес пластового газа в среднем составляет 0,629 при колебаниях от 0,583 до 0,667. Количество серы в газе составляет 42,30 г/м<sup>3</sup>.

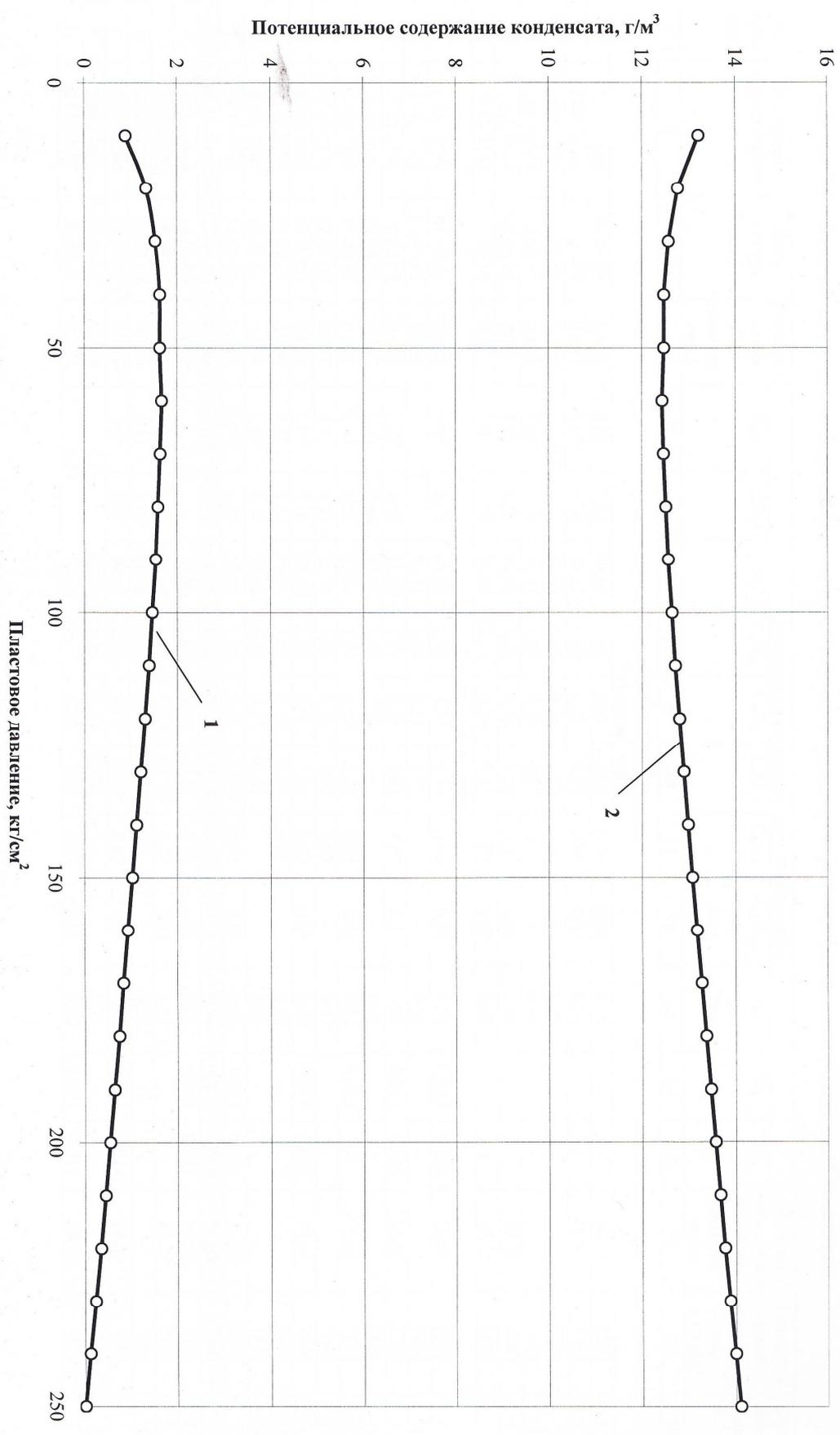


Рисунок 2.7 - График зависимости пластовых потерь (1) и потенциального содержания (2) конденсата в составе газа от снижения пластового давления в процессе разработки месторождения Самантене

**Таблица 2.3- Физико-химическая характеристика свободных и водорастворенных газов месторождения Самантепе**

№ скважин	Интервал опробования, м	Дата отбора проб	Относит, уд,вес газа (вычислен,)	Содержание компонентов в % объемных								
				H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> Ц <sub>2</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> + высшие	N <sub>2</sub> + прочие
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Свободный газ												
Узбекская часть												
7	2510-2506	20.04.69	0,643	0,63	7,02	89,55	1,64	0,27	0,05	0,04	0,03	0,70
8	2505-2499	10.04.67	0,637	3,14 <sup>x</sup>	4,26	89,20	1,89	0,28	0,10	0,04	0,03	0,50
8	2505-2499	11.04.67	0,596	2,91		94,86	1,58	0,26	0,05	сл	-	0,29
11	2469-2463	13.09.67	0,626	3,16 <sup>x</sup>	4,38	91,72	4,37	0,28	0,05	сл	-	0,41
73	2492-2483	03.06.06	0,765	3,06	4,31	90,39	1,01	0,36	0,08	0,05	0,04	0,48
73	2457-2442	17.06.06	0,771	3,02	3,93	89,53	2,13	0,39	0,11	0,07	0,05	0,48
Туркменская часть												
2	2706-2339	01.03.65	0,634	3,00 <sup>x</sup>	4,60	89,85	1,72	0,25	0,14	0,08	0,06	0,30
2	2706-2339	16.03.65	0,660	9,93		88,21	1,00	0,21	0,05	-	-	0,56
3	2550-2446	18.05.65	0,602	2,32 <sup>x</sup>	4,65	91,00	1,97	0,13	0,05	0,02	0,01	0,50
	2550-2446	18.05.65	0,607	5,30	0,60	91,70	1,60	0,40	сл	-	-	0,40
3	2410-2390	27.08.65	0,621	2,70 <sup>x</sup>	2,25	92,00	1,94	0,35	0,12	0,05	0,04	0,60
	2410-2390	27.08.65	0,617	4,85	0,21	92,36	1,63	0,30	0,07	0,02	-	0,47
3	2378-2345	29.09.65	0,610	2,19 <sup>x</sup>	2,10	92,40	2,25	0,40	0,16	0,08	0,05	0,40
3	78-2345	29.09.65	0,620	0,62	4,47	92,02	2,00	0,38	0,10	0,02	-	0,30

4	2500-2494	16.12.68	0,614	3,10 <sup>x</sup>	4,40	92,88	0,83	0,14	0,01	-	-	1,04
5	2473-2467	16.04.66	0,635	3,46 <sup>x</sup>	4,16	89,45	1,82	0,33	0,11	0,05	0,05	0,05
5	2450,5-2443,5	27.04.66	0,620	2,16 <sup>x</sup>	3,43	91,65	1,86	0,35	0,11	0,06	0,05	0,50
5	2420-2414	15.07.66	0,649	6,50		90,50	2,07	0,30	0,11	0,05	0,05	0,40
5	2391-2385	26.08.66	0,643	3,28	412	88,30	2,10	0,40	0,13	0,10	0,11	1,35
5	2358-2352	09.07.67	0,620	1,44	3,91	91,68	2,12	0,36	0,06	сл	-	0,35
9	2501-2495	30.03.67	0,637	3,2	4,40	89,15	1,97	0,33	0,12	0,05	0,04	0,70
9	2501-2495	30.03.67	0,624	4,61		92,79	1,49	0,27	0,06	сл	-	0,73
10	2478-2472	28.05.68	0,642	8,50		88,55	1,77	0,26	0,04	0,05	0,04	0,70

**Окончание таблицы**

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
10	2478-2472	28.05.68	0,685	13,02		86,19	0,28	0,09	0,01	сл	-	0,39
12	2496-2490	06.10.67	0,637	3,26 <sup>x</sup>	4,40	89,15	2,03	0,34	0,05	0,05	0,04	0,60
13	2473-2467	30.11.67	0,607	3,14 <sup>x</sup>	4,26	92,05	1,63	0,24	0,04	0,04	0,03	3,30
14	2521-2515 2452-2440	19.12.69	0,667	9,5		85,20	3,43	0,63	0,24	0,12	0,10	0,70
19	2492-2485	30.10.68	0,608	-	2,34	93,26	2,44	0,89	0,16	0,07	-	0,60
22	2517-2511	10.12.68	0,583	-	-	95,75	1,47	0,18	0,07	0,03	0,03	1,25
Среднее			0,629	2,92	3,91	89,90	1,98	0,31	«-0,21-+»			0,75
Водорастворенный газ												
Узбекская часть												
8	2530-2512	24.03.67	0,580	Не опр	0,80	96,10	1,92	0,30	0,09	0,04	0,03	0,70
11	2562-2539	17.06.67	0,588	0,2	0	95,22	2,82	0,87	0,18	0,06	-	0,34
Туркменская часть												
18	2604-2598	22.04.67	0,651	0,00	6,20	84,80	2,87	0,65	0,16	0,06	0,04	5,20

Примечание: X- Определения H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> произведена на устье скважин (КОРС); С - СредазНИИГаз; И – ИГРНИГМ

Таблица 2.4-Характеристика пластового газа месторождения Самантепе

Компонент	Состав в % (объемн.), $X_j$	Плотность $\rho_i$ , кг/м <sup>3</sup>	$P_i X_i$	Молекулярная масса, $M_j$	$M_i X_i$	Критическое давление, кг/см <sup>2</sup> $P_{крі}$	$P_{крі} X_i$	Критическая температура, °К $T_{крі}$	$T_{крі} X_i$
CH <sub>4</sub>	89,53	0,67	0,598	16,04	14,36	46,95	42,03	190,55	170,60
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,13	1,26	0,027	30,07	0,64	49,76	1,06	305,43	6,51
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,39	1,87	0,007	44,09	0,17	43,33	0,17	369,82	1,44
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,11	2,52	0,003	58,12	0,06	38,71	0,04	425,16	0,47
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,13	2,49	0,003	58,12	0,08	37,19	0,05	408,13	0,53
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,07	3,22	0,002	72,15	0,05	34,35	0,02	469,65	0,33
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,04	3,22	0,001	72,15	0,03	34,48	0,01	460,39	0,18
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,05	3,58	0,002	86,18	0,04	30,72	0,02	507,35	0,25
C <sub>7</sub> H <sub>16+высш.</sub>	0,12	5,09	0,006	180,00	0,22	27,90	0,03	540,15	0,65
N <sub>2</sub>	0,48	1,17	0,006	28,02	0,13	34,65	0,17	126,26	0,61
H <sub>2</sub> S	3,02	1,43	0,043	34,08	1,03	91,85	2,77	373,60	11,28
CO <sub>2</sub>	3,93	1,84	0,072	44,01	1,73	75,27	2,96	304,20	11,96
итого	100		0,771		18,545		49,34		204,804

Содержание C<sub>5+высш.</sub> - 14,1 г/м<sup>3</sup>; плотность газа при 20°С - 0,771; молекулярная масса газа - 18,545; относительная плотность - 0,640

## 2.2. Установка предварительной подготовки газа (УППГ) Самантепе

Установка предварительной подготовки газа (УППГ) Самантепе предназначена для очистки газа от капельной жидкости и механических примесей.

Целью подготовки газа является извлечение тяжелых углеводородов и

влаги с последующей транспортировкой на Мубарекский газоперерабатывающий завод (МГПЗ).

УППГ Самантепе построена и введена в эксплуатацию 1 мая 2007 г. согласно проекту “Обустройство Самантепе на период опытно-промышленной эксплуатации”, разработанного институтом «УзЛИТИнефтьгаз» – в 2005 г.

В 2013 г. проведена реконструкция УППГ согласно проекту «Дообустройство газоконденсатного месторождения Самантепе» с расширением до производительности  $3,0 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  в год.

УППГ Самантепе является взрыво-пожароопасным объектом.

УППГ состоит из трёх технологических ниток проектной производительностью по газу  $1,0 \times 10^9 \text{ m}^3$  в год каждая.

В состав УППГ входят:

- система подготовки газа;
- система подготовки конденсата;
- факельная система;
- узел хозрасчетного замера газа.

I, II технологические нитки системы подготовки газа состоят из:

- сферического газосепаратора предварительной очистки С-1/1,2;
- вертикального газосепаратора С-2/1,2 второй степени сепарации газа.

III технологическая нитка системы подготовки газа состоит из:

- вертикального газосепаратора предварительной очистки С-1/3;
- горизонтального сепаратора второй степени очистки С-2/3;
- оперативного узла замера.

В состав системы подготовки конденсата входят:

- разделитель – Р-1;
- выветриватель конденсата – В-1;
- дегазатор пластовой воды – Д-1;

- емкости для сбора конденсата – Е-201/1,2,3;
- насосы откачки конденсата Н-1/1,2,3;
- дренажная емкость – Е-101.

В состав факельной системы входят:

- факельный сепаратор С-601;
- подфакельная емкость Е-601.

Кроме основного технологического производства на УППГ имеются:

- котельная;
- компрессорная сжатого воздуха;
- подстанция.

Технологический регламент на эксплуатацию УППГ является основным документом, определяющим режим и порядок проведения операций технологического процесса. Безусловное выполнение всех требований технологического регламента является обязательным и обеспечивает надлежащее качество выпускаемой продукции, рациональное и экономичное ведение производственного процесса, сохранность оборудования, безопасность труда и выполнение экологических требований.

Эксплуатацию УППГ необходимо осуществлять при строгом соблюдении настоящего технологического регламента, [1] и [2].

Пересмотр и внесение изменений в регламент осуществляются в соответствии с пунктом 9 РН 39.2 – 027.

### **2.3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТА**

На УППГ Самантепе получают:

- очищенный и осушенный газ горючий природный, подаваемый в межпромысловый газопровод, компонентный состав которого приведен в таблице 2.1;
- стабильный газовый конденсат.

Очищенный и осушенный газ горючий природный, подаваемый в межпромысловый газопровод должен удовлетворять требованиям стандарта/ KSt 05786726-05. В таблице 2.2 представлена техническая характеристика газа горючего природного, подаваемого с УППГ Самантепе в межпромысловый газопровод «Денгизкуль-МГПЗ», по которому транспортируется на Мубарекский ГПЗ.

Стабильный газовый конденсат должен удовлетворять требованиям стандарта TSt 39.0-02. В таблице 2.3 представлена техническая характеристика стабильного газового конденсата, направляемого на ННЭ «Серный завод».

Газы горючие природные по токсикологической характеристике относятся к веществам IV класса опасности по ГОСТ 12.1.007, не оказывают токсического действия на организм человека, но при концентрациях, снижающих содержание кислорода в атмосфере до 15-16 %, вызывают удушье. Газы горючие природные относятся к группе веществ, образующих с воздухом взрывоопасные смеси. Категория взрывоопасности смеси – II А по ГОСТ 30852.11. Группа взрывоопасной смеси – T I по ГОСТ 30852.5.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) углеводородов природного газа в воздухе рабочей зоны  $300 \text{ mg/m}^3$  в пересчете на углерод – по ГОСТ 12.1.005. ПДК сероводорода в воздухе рабочей зоны в смеси с углеводородами  $3,0 \text{ mg/m}^3$ . Периодичность анализа воздуха в рабочей зоне – по ГОСТ 12.1.005. Концентрационные пределы воспламенения (по метану) в смеси с воздухом в объемных процентах: нижний – 5, верхний – 15, для природных газов конкретного состава концентрационные пределы воспламенения определяют по ГОСТ 12.1.044.

Конденсат, содержащий сероводород, относится к III классу опасности по ГОСТ 12.1.007. Пары конденсата образуют с воздухом взрывоопасные смеси. Область воспламенения паров конденсата в воздухе: нижний предел –

1,4 %, верхний – 8 % по объему. Температура вспышки паров конденсата ниже 0 °С, температура самовоспламенения выше 380 °С.

Таблица 2.1.– Состав природного газа, подаваемого с УППГ в межпромысловый газопровод

Наименование показателя	Значение (март 2014 г.)
1 Молярная доля компонентов, %	
CH <sub>4</sub>	90,26
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,92
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,34
i C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,06
n C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,08
i C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,03
n C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,02
C <sub>5</sub> H <sub>14+высш</sub>	0,12
N <sub>2</sub>	0,3
CO <sub>2</sub>	4,26
H <sub>2</sub> S	2,61
Итого	100
2 Молекулярная масса газа	18,242
3 Плотность газа при 20 °С и 760 mm Hg, kg/m <sup>3</sup>	0,7610

Таблица 2.2.Техническая характеристика газа горючего природного, подаваемого с УППГ в межпромысловый газопровод

Наименование показателя	Значение	Метод испытания
1 Температура газа на входе в газопроводы при давлении 5,5 МПа, °С, не более	40	По 6.1а стандарта предприятия KSt 0578726-05:2010
2 Объёмная доля кислорода, %, не более	1,0	По ГОСТ 31371.1-31371.7
3 Объёмная доля сероводорода, %, не менее	3,0	По ГОСТ 22387.2
4 Масса механических примесей, 1 м <sup>3</sup> , g, не более	0,003	По ГОСТ 22387.4

**Примечание :** В случае изменения физико-химических показателей газа, в период действия KSt 0578726-05:2010 будут внесены согласованные с УДП «Мубарекский ГПЗ» соответствующие изменения в стандарт предприятия

Таблица 2.3.– Техническая характеристика стабильного конденсата, подаваемого с УППГ на ННЭ «Серный завод»

Наименование показателя	Значение
Давление насыщенных паров, Pa (mm Hg), не более	6661 (500)
Массовая доля воды, %, не более	0,1
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,03
Массовая концентрация хлористых солей, mg/dm <sup>3</sup> , не более	10
Массовая доля общей серы, %	Не нормируется

	Определение по требованию потребителя
Массовая доля сероводорода, %	Не нормируется Определение обязательно для конденсата, содержащего сероводород
7 Плотность при 20°C, kg/m <sup>3</sup>	Не нормируется. Определение обязательно

## 2.4. ХАРАКТЕРИСТИКА СЫРЬЯ

На УППГ поступает продукция газовых скважин месторождения Самантепе, которая кроме газовой фазы содержит жидкость в виде пластовой воды и конденсата газа. В потоке продукции скважин содержатся также механические примеси.

Сырой сернистый горючий природный газ месторождения Самантепе представляет собой многокомпонентную смесь углеводородов и незначительного количества неуглеводородных компонентов (таблица 2.4), очень токсичен. Газ месторождения является сероводородно-углекисло-углеводородным. Содержание метана изменяется от 85,2 до 95,75 % по объему, азота – от 0,3 до 3,3 % (среднее – 0,75 %). Концентрация сероводорода изменяется от 2,19 до 3,46 % (среднее – 2,92 %), углекислого газа – от 2,1 до 4,65 % (среднее – 3,91 %). Суммарное содержание кислых компонентов в среднем по залежи составляет 6,83 %. Редкие компоненты: гелий – 0,007-0,013 %, аргон – 0,008-0,025 %. Относительный удельный вес пластового газа в среднем составляет 0,629 при колебаниях от 0,583 до 0,667. Количество серы в газе составляет 42,3 g/m<sup>3</sup>.

Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе принято – 14,1 г/м<sup>3</sup>. Потенциальное содержание на 1 м<sup>3</sup> сухого газа: этана – 19,68 г/м<sup>3</sup>, пропана – 6,89 г/м<sup>3</sup>, бутанов – 4,86 г/м<sup>3</sup>.

Конденсат месторождения Самантепе тяжелый – удельный вес – 0,8294 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы 0,44 %. Групповой углеводородный состав (для фракций до 200 °С): ароматических – 45 %, нафтеновых – 8,7 % и метановых – 45,7 %. Содержание высококипящей фракции (300 °С и более) – 35 %.

Конденсат месторождения Самантепе по своим физико-химическим свойствам близок к легким нефтям. Физико-химическая характеристика товарного конденсата УППГ Самантепе приведена в таблице 2.5.

Содержание газа в пластовых водах месторождения Самантепе незначительное. Минерализация пластовой воды 81497,135 мг/л, хлоркальциевого типа (таблица 2.6). В солевом составе преобладает хлористый натрий.

Среднее пластовое давление по месторождению 253,4 МПа, пластовая температура 98 °С.

Таблица 2.4.–Характеристика пластового газа месторождения Самантепе\*

Наименование показателя	Значение
1 Объемная доля компонентов, %	
СН <sub>4</sub>	86,459
С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	2,837
С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	1,901
i С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,142
n С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,062
i С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,036
n С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,032

$C_6H_{14}$	0,224
$N_2$	0,543
$CO_2$	4,428
$H_2S$	4,336
Итого	100
2 Молекулярная масса газа	0,292
3 Плотность газа при 20 °С и 760 mm Hg, $kg/m^3$	13,05
4 Объемная доля $C_{5+высш}$ , %	0,292
5 Массовая концентрация $C_{5+высш}$ , $g/m^3$	107,48

\* по данным отчета о научно-исследовательской работе по договору ПМ 03.01/08.08 “Проект промышленной разработки газоконденсатного месторождения Самантепе на территории Республики Узбекистан (заключительный)”

Таблица 2.5.– Физико-химическая характеристика товарного конденсата УППГ Самантепе (ноябрь 2008 г.)

Параметры	Ед.измерения	Значение
1. Фракционный состав		
Начало кипения	°С	128
10 % выкипает при температуре	°С	148
20 % “ – “	°С	160
30 % “ – “	°С	180
40 % “ – “	°С	193
50 % “ – “	°С	214
60 % “ – “	°С	228
70 % “ – “	°С	246
80 % “ – “	°С	276
90 % “ – “	°С	319
Конец кипения	°С	323
2. Всего отогнано	ml	93
3. Остаток	ml	5
4. Потери	ml	2

5. Плотность при 20°C и 760 mm Hg	g/cm <sup>3</sup>	0,818
6. Молекулярная масса	у.е.	132
7. Молярная доля	%	0,47
8. Кинематическая вязкость	cSt	
0 °C		2,22
10 °C		2,01
20 °C		1,87
30 °C		1,69
40 °C		1,40
50 °C		1,26

Таблица 2.6.- Сведения о химическом составе и физических свойств пластовых вод месторождения Самантепе\*

Наименование	Среднее значение
1. Общая минерализация, mg/l	10424,4
2. Плотность, g/cm <sup>3</sup>	1,007
3. Содержание ионов, mg/l	
Cl <sup>-</sup>	6353,9
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	148,9
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	54,9
Ca <sup>2+</sup>	895,8
Mg <sup>2+</sup>	240,8
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	2730,1
4 pH	5,8

\* по данным отчета о научно-исследовательской работе по договору ПМ 03.01/08.08 “Проект промышленной разработки газоконденсатного месторождения Самантепе на территории Республики Узбекистан (заключительный)”

## 2.5. Сбор газа месторождения

Сбор продукции скважин месторождения Самантепе осуществляется на сборном пункте (СП), расположенном на площади месторождения. Из СП Самантепе общий поток газа направляется в газопровод-коллектор СП Самантепе-УКПГ-1 Уртабулак, по которому транспортируется на УППГ для подготовки.

Исходя из специфических условий месторождения, принята лучевая система подключения скважин к СП.

Предварительный гидравлический расчет шлейфов системы сбора газа для месторождения Самантепе выполнен при максимальном дебите скважин 411,0 тыс.м<sup>3</sup>/сут газа, количестве жидкости 20 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Результаты расчета приведены в таблице 2.7.

Газ из 9 газодобывающих скважин (согласно технического задания – № 36, 71, 72, 73, 74, 26, 25, 8, 45) месторождения Самантепе с устьевым давлением 15,26 МПа (в начальный период разработки) дросселируется на устье скважин до давления 6,72 МПа и с температурой 55°С направляется по шлейфам диаметром d=168x8 мм с максимальной длиной 3,0 км на СП Самантепе. На входе СП Самантепе давление и температура газа составляют  $P_{вх}=6,45$  МПа,  $t_{вх}=48,9$  °С.

Далее общий поток продукции скважин в объеме 4,762 млн.м<sup>3</sup>/сут по газопроводу-коллектору СП Самантепе – УКПГ-1 Уртабулак длиной 33,0 км и диаметром 530x14 мм для подготовки к транспорту направляется на УППГ, расположенную на площадке УКПГ-1 Уртабулак. Давление и температура газа на входе УППГ  $P=5,7$  МПа,  $t=40$ °С.

Замер дебитов газовых скважин месторождения Самантепе выполняется на передвижной замерной сепарационной установке периодическим подключением шлейфов к установке.

Таблица 2.7 – Предварительный гидравлический расчет шлейфов системы сбора газа месторождения Самантепе

Шлейф скважины – СП Самантепе					
Диаметр, мм	Длина, км	Начало		Конец	
		Рн, МПа	Тн, °С	Рк, МПа	Тк, °С
168x8	3,0	6,72	55	6,45	48,9
<p><math>Q_{\text{скв.}} = 411 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}</math>                      Относительная плотность газа по воздуху, <math>\Delta = 0,629</math>                      Динамическая вязкость газа <math>\mu = 137,28 \cdot 10^{-6}</math> Пуаз                      Коэффициент сверхсжимаемости, <math>z = 0,915</math>  <math>Q_{\text{жидк.}} = 20,0 \text{ см}^3/\text{м}^3</math>                      Содержание <math>\text{H}_2\text{S}</math> 2,60 % мольн.</p>					
Газопровод-коллектор СП Самантепе – УКПГ 1 Уртабулак					
Диаметр, мм	Длина, км	Начало		Конец	
		Рн, МПа	Тн, °С	Рк, МПа	Тк, °С
426x20	0,5	6,4	48,9	6,367	48,6
530x14	33,0	6,367	48,6	5,748	40,2
426x20	0,5	5,748	40,2	5,70	40
<p><math>Q = 4,762 \text{ млн. м}^3/\text{сут}</math>                      Относительная плотность газа по воздуху, <math>\Delta = 0,629</math>                      Динамическая вязкость газа <math>\mu = 129,74 \cdot 10^{-6}</math> Пуаз                      Коэффициент сверхсжимаемости, <math>z = 0,9035</math>  <math>Q_{\text{жидк.}} = 20 \text{ см}^3/\text{м}^3</math>                      Содержание <math>\text{H}_2\text{S}</math> 2,60 % мольн.</p>					

Важнейшим качественным показателем, определяющим надежность работы газопроводов на расчетных режимах, является чистота их полости, т.е.

отсутствие жидкости и загрязнений. Качество очистки полости трубопровода существенно влияет на его производительность и продолжительность безаварийной работы. От качества очистки зависит также состояние транспортируемого продукта, т.е. вода и загрязнения изменяют его физико-химические свойства. Загрязнения, перемещающиеся в потоке транспортируемой продукции, могут явиться причиной выхода из строя линейной арматуры и др. оборудования. Скопление воды в пониженных участках газопроводов способствует образованию гидратных пробок. Особенно опасно скопление воды в газопроводах, предназначенных для транспортировки сернистого газа. При этом возможно образование сернистых соединений высокой коррозионной активности.

Имеющийся опыт контроля за уровнем коррозионных процессов и эффективностью антикоррозионной защиты газопромыслового оборудования свидетельствует о том, что применение ингибирования газопроводов может обеспечить высокую степень защиты металла от сероводородной коррозии до 95-98%, снижая общую коррозию до уровня 0,03 мм/г и менее.

В этой связи для очистки и ингибирования полости газопровода-коллектора СП Самантепе – УКПГ-1 Уртабулак необходимо строительство узла запуска очистных поршней на СП и узла приема на УКПГ. При проектировании газопровода-коллектора предусмотреть линейные узлы запорной арматуры в соответствии со СНиП для ведения ремонтных работ.

## **2.6. Мероприятия по внедрению рекомендуемого варианта разработки месторождения Самантепе**

### **2.6.1 Основные положения по реализации рекомендуемого варианта**

Согласно рекомендуемому II варианту разработки участка месторождения Самантепе на территории РУз для осуществления добычи газа в объеме 2

млрд.м требуется эксплуатационный фонд из 23 скважин, из которых 15 подлежат бурению. Учитывая, что наряду с эксплуатацией участка месторождения Самантепе на территории РУз, с 2016 года введена в эксплуатацию дожимная компрессорная станция (ДКС) с рабочей мощностью 10,4 МВт и давлением на выходе 62,5 кг/см. Для бесперебойной и надежной подачи на МГПЗ газа, добываемого на месторождениях Самантепе и Уртабулак, осуществляется газопроводом высокосернистого газа Уртабулак-МГПЗ.

### **2.6.2. Размещение и порядок ввода скважин в эксплуатацию**

Месторождение Самантепе характеризуется резкой неоднородностью коллекторских свойств, как по разрезу, так и по площади, причем четкой закономерности в изменении коллекторских свойств из-за низкого качества промыслово-геофизических исследований проследить не удастся [1, 2, 4]. Учитывая это обстоятельство, в настоящей работе принимается равномерное размещение проектных эксплуатационных скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 700-1000 м. Учитывая продуктивность отдельных пачек, проектные скважины располагаются в зоне наибольшего развития газонасыщенной мощности массивных известняков, обладающих лучшими коллекторскими свойствами. Общее количество эксплуатационных скважин, необходимых для реализации объемов добычи УВ, прогнозируемых в рекомендуемом варианте разработки, составляет 23, в т.ч. подлежат бурению.

### **2.6.3. Рекомендации по контролю за разработкой**

Участок месторождения на территории Узбекистана в ОПЭ с 2006 г. За истекший период разработки задачи ОПЭ практически решены. Однако,

имеются вопросы требующие своего решения или уточнения в процессе промышленной разработки и эксплуатационного разбуривания месторождения. К числу этих вопросов относятся:

- уточнение геологического строения месторождения с детализацией по отдельным пачкам с различной емкостной и фильтрационной характеристиками;
- уточнение запасов газа методом материального баланса;
- изучение продуктивности ангидритовой пачки и пластовых известняков, влияние их на процесс разработки месторождения;
- уточнение положения ГВК и контроль за его изменением в процессе разработки;
- изучение влияния трещиноватости пород на процесс продвижения пластовых вод;
- уточнение газоконденсатной характеристики и состава пластового газа;
- определение температурного режима работы скважин и потерь давления в системе сбора и транспорта газа; изучение характера дренирования залежи и распределения пластового давления по залежи в зависимости от времени и темпа отбора газа. Изучение взаимовлияния газовых залежей Самантепинского и Хаузакского месторождений.

Таблица 2.6.1. - Динамика бурения и ввода в эксплуатацию скважин на участке месторождении Самантене на территории РУЗ в соответствии с рекомендуемым вариантом разработки

Годы	Фонд скважин, всего/№№ скв.			
	в бурении	в консервации	действующих	всего
2008	4/81,82*, 86, 87		11/71-80, 82	14
2009	5/88, 89, 90,91,92		14/71 - 82, 86, 87	19

2010	4/83,84,85,93	2/91,92	17/71-82, 86-90	23
2011		3/84, 85, 93	20/ 71 - 83, 86 - 92	23
2012-2035			23/71 -93	23

\* - скважины вводимые в эксплуатацию в течение года

Все вышеперечисленные вопросы могут быть решены только при надлежащей организации контроля за разработкой месторождения методами промгеофизики, гидрогеологии и гидрохимии, а также путем проведения гидродинамических исследований.

Для контроля за разработкой месторождения рекомендуется ежеквартально осуществлять замеры статических устьевых и раз в год контрольные глубинные замеры пластового давления по всему фонду эксплуатационных скважинах.

Для изучения взаимовлияния газовых залежей Самантепинского и Хаузакского месторождений, а также продвижения ГВК необходимо регулярно выполнять геофизические исследования.

В процессе разведки Самантепинского месторождения промыслово-геофизические исследования, вследствие конструктивных особенностей скважин, мало дополнили сведения по геологическому строению залежи [3].

В связи с этим, задача дальнейшего уточнения геологического строения продуктивного разреза и его ФЭС возлагается на эксплуатационные скважины, в которых рекомендуется проведение полного комплекса геофизических исследований.

В скважинах вышедших из бурения рекомендуется проведение НГК-60, ГК, АК, БК, ИК, ДС, КС, ПС, БКЗ, АКЦ, ЛМ.

В процессе разработки в проектных эксплуатационных скважинах необходимо проводить НГК-70, НК-Т (двухзондовый), термометрию не реже 2-х раз в год.



Рисунок 5.1 - План расположения проектных скважин месторождения Самантеле по рекомендуемому варианту

С целью определения профиля притока в скважинах необходимо проведение дебитометрии.

Результаты промыслово-геофизических исследований используются: для выявления закономерностей изменения емкостных фильтрационных характеристик по площади и разрезу и для уточнения запасов газа; выявления степени активности пластовых вод.

Для контроля за продвижением ГВК и обводненностью продукции газовых скважин рекомендуются гидрохимические методы:

ежеквартальный отбор проб воды из контрольных и газодобывающих скважин на полный химический анализ.

ежеквартальные замеры статических уровней в контрольных (пьезометрических) скважинах.

Для уточнения и контроля газоконденсатной характеристики, а также состава пластового газа рекомендуется ежегодно исследовать на конденсатность не менее 3-х скважин, расположенных в различных частях залежи. Исследования должны проводиться по одним и тем же скважинам.

Для уточнения содержания кислых компонентов в газе и контроля за их изменением в процессе разработки рекомендуется проведение полевых определений сероводорода и углекислоты по всему фонду эксплуатационных скважин. Исследования проводятся не реже раза в год. Одновременно с этим необходим контроль за составом газа, поступающего на завод (МГПЗ).

С целью уточнения продуктивности скважин рекомендуется проведение исследований на большом диапазоне депрессий. Исследования должны проводиться перед вводом скважин в эксплуатацию, через 6 месяцев и в последующем один раз в год по всему фонду. При этом необходимо также проведение исследований скважин при нестационарных режимах фильтрации.

В процессе исследования газовых скважин следует особое внимание обратить на выявление факторов, ограничивающих величину рабочего дебита: конусообразование, разрушение пласта и т.д. Исследуемые скважины должны быть оборудованы трапами высокого давления, либо породоуловителями.

Исследования скважин следует производить с подачей газа в газопровод, пока имеется возможность обеспечения критического истечения.

При проектировании УКПГ следует предусмотреть возможность индивидуального замера объемов газа, конденсата и воды по каждой скважине.

Для оценки запасов газа методом материального баланса необходимо ежеквартально производить замер статических давлений по всему фонду газодобывающих скважин. В отдельных скважинах осуществляются глубинные замеры пластовых давлений - не реже одного раза в год. С этой целью необходимо вести тщательный учет добываемых газа, конденсата и воды и различного рода потерь газа.

С целью контроля работы системы сбора и подготовки газа необходимо раз в полгода производить контрольные замеры давлений и температур в системе пласт-скважина-шлейф-УКПГ. При этом следует определять потери давления в этой системе до и после ее продувки и выявлять необходимую частоту продувок.

Выполнение вышеперечисленных исследований является обязательным на весь период промышленной разработки месторождения Самантепе.

### **Глава III. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО СИСТЕМАМ СБОРА, ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМАНТЕПЕ**

Для обоих вариантов разработки месторождения Самантепе промышленную подготовку газа предлагается осуществлять на установке предварительной подготовки газа (УППГ), расположенной на площадке УКГГГ-1 Уртабулак. При этом сбор продукции скважин осуществляется на сборном пункте (СП), расположенном на площади месторождения Самантепе. Подготовленный газ с УКПГ транспортируется на Мубарекский ГПЗ. Стабильный конденсат, выделившийся из газа при его сепарации, транспортируется на ННЭ Серный завод.

К рассмотрению предлагаются следующие варианты системы сбора продукции скважин, подготовки и транспорта газа месторождения Самантепе, отличающиеся количеством эксплуатационных скважин и годовым отбором газа с месторождения:

вариант 1 - годовой отбор газа с месторождения - 1,5 млрд.м<sup>3</sup>, максимальный дебит скважин 413,0 тыс.м<sup>3</sup>/сутки, максимальное количество эксплуатационных скважин - 16.

вариант 2 - годовой отбор газа с месторождения - 2,0 млрд.м<sup>3</sup>, максимальный дебит скважин 413,0 тыс.м<sup>3</sup>/сутки, максимальное количество эксплуатационных скважин - 23.

#### **Подготовка газа к транспорту**

Подготовка к транспорту газа, добываемого на месторождениях Самантепе и Уртабулак, осуществляется на УППГ, расположенной на площадке УКПГ-1 Уртабулак.

В состав УППГ входят:

- входной сепаратор С-1 производительностью 3,0 млн.м<sup>3</sup>/сут;
- высокоэффективный сепаратор С-2 производительностью 5,0 млн.м<sup>3</sup>/сут;

- разделитель Р-1;
- выветриватель В-1;
- дегазатор пластовой воды Д-1;
- факельное хозяйство;
- узел хозрасчетного замера газа и конденсата.

Необходимо предусмотреть резервную технологическую нитку аналогичной производительности.

Продукцией, выпускаемой на УППГ, является сернистый осушенный горючий природный газ, удовлетворяющий по качеству требованиям стандарта предприятия KSt 05786726-05 :2004 (изменение №1) и стабильный газовый конденсат, удовлетворяющий требованиям стандарта TSt 39.0-02:2004.

### ***3.1 Описание технологической схемы установки предварительной подготовки газа***

Газ с месторождения Самантепе с давлением 5,7 МПа и температурой 40°С поступает в сепаратор С-1, где осуществляется его сепарация от капельной влаги и газового конденсата, выделившихся при движении пластового газа в системе пласт-скважина-СП-УППГ.

Далее газ поступает в высокоэффективный сепаратор С-2, где осуществляется его сепарация от капельной влаги и газового конденсата, уносимых из первой ступени сепарации, вследствие низкой эффективности работы сепаратора С-1.

В сепаратор С-2 также поступает газ с месторождения Уртабулак с давлением 5,65 МПа после компримирования на ДКС.

Из сепаратора С-2 общий поток газа с давлением 5,6 МПа и температурой 40 °С через узел замера направляется в газопровод, по которому транспортируется на Мубарекский ГПЗ.

Жидкость из сепараторов С-1 и С-2 УППГ и из входного сепаратора С-0 ДКС Уртабулак поступает в разделитель Р-1, где при давлении 2,0 МПа происходит отделение жидкой фазы от газовой и разделение жидкой фазы на газовый конденсат и конденсационную воду.

Газы дегазации из разделителя Р-1 направляются на факел высокого давления, конденсационная вода – в дегазатор пластовой воды Д-1, конденсат – в выветриватель В-1.

Дегазация пластовой воды происходит при давлении 0,1 МПа. Дегазированная пластовая вода из дегазатора Д-1 сбрасывается в канализацию, газы дегазации направляются на факел низкого давления.

В выветривателе В-1 газовый конденсат дегазируется при давлении 0,1 МПа и направляется в емкость сбора конденсата Е-1, газы дегазации – на факел низкого давления.

Из емкости Е-1 конденсат насосом Н-1 через узел замера откачивается по существующему нефтеконденсатопроводу на нефтеналивную эстакаду “Серный завод”.

Давление на напорном трубопроводе насоса Н-1 при откачке составляет 3,0 МПа. Производительность насоса Н-1 105 м<sup>3</sup>/час. Откачка производится один раз в 7 суток в течение 2,73 часа.

### **3.2 Система факельного хозяйства**

Газы выветривания установки поступают на факелы высокого и низкого давлений.

Жидкость, уносимая потоком газа с трубопроводов низкого и высокого давлений, сливается в факельную емкость, откуда затем периодически перекачивается газом в сборник конденсата Е-1.

В качестве газа передавливания и топливного газа для поддержания дежурного огня и розжига факелов используется бессернистый попутный нефтяной газ из промысла «Северный Уртабулак». В случае отсутствия по какой-либо причине попутного газа, можно использовать для этих же целей осушенный природный газ из сепаратора С-2.

Наряду с подачей газа на факельное хозяйство, параллельно газ, как с промысла «Северный Уртабулак», так и при необходимости из сепаратора С-2, подается на узел редуцирования и далее в котельную.

### **3.3. Расчет системы предварительной подготовки газа**

Расчет системы предварительной подготовки газа на УППГ Самантепе проведен с учетом поступления максимального объема газа с месторождения Уртабулак (2013 год) и попутного нефтяного газа с УПН Восточная Чегара при эксплуатации ДКС Уртабулак.

Согласно прогнозу технологических показателей разработки месторождения Уртабулак на 2017 год максимальное количество эксплуатационных скважин – 20, максимальный средний дебит скважин – 61,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут, максимальный отбор газа с месторождения составляет 0,422 млрд.м<sup>3</sup>/год при пластовом давлении 6,53 МПа. При этом устьевое давление скважин составляет 1,5 МПа.

Состав и параметры газа месторождения Уртабулак, подаваемого на ДКС Уртабулак приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. – Состав и параметры газа месторождения Уртабулак, подаваемого на ДКС Уртабулак

Компоненты	Содержание, % об.
CH <sub>4</sub>	87,27
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,986
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,198
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,193
C <sub>5</sub> H <sub>12+высш</sub>	0,136
H <sub>2</sub> S	5,638
N <sub>2</sub>	3,594
CO <sub>2</sub>	0,985
Итого	100
Плотность газа при 20°С и 760 мм.рт.ст. кг/м <sup>3</sup>	0,777
Относительный удельный вес газа по воздуху	0,645
Содержание C <sub>5+высш.</sub>	
мольн. %	0,136
г/м <sup>3</sup>	6,43
Молекулярная масса C <sub>5+высш.</sub>	115,0
Молярная масса газа	18,68

Физико-химическая характеристика пластовых вод месторождения Уртабулак приведена в таблице 3.2.

Таблица 3.2. – Физико-химическая характеристика пластовых вод продуктивной толщи месторождения Уртабулак

Показатели	
Интервал опробования	2668-2688
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,151
Минерализация, г/л в том числе	233,204
Катионы, г/л	
Na <sup>+</sup>	60,2651
K <sup>+</sup>	1,3006
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	0,2083
J <sup>+</sup>	0,0455
Br <sup>+</sup>	0,4137
Ca <sup>2+</sup>	21,543
Mg <sup>2+</sup>	4,256
Анионы, г/л	
Cl <sup>-</sup>	144,4995
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0,3723
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,26
HS <sup>-</sup>	0,04
pH	6,2

Состав попутного нефтяного газа месторождения Восточная Чегара приведен в таблице 3.3.

Объемы свободно выделившегося газа на УПН Восточная Чегара без учета прорывного газа :

- при давлении 2,0 МПа

- 17098 м<sup>3</sup>/сут;

- при давлении 0,55 МПа

- 8727 м<sup>3</sup>/сут

Температура газа – 20-30 °С.

Таблица 3.3. – Состав попутного нефтяного газа месторождения Восточная Чегара (с факельной линии)

Компоненты	Содержание, % об.
СН <sub>4</sub>	87,454
С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	3,385
С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	0,792
iС <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,098
nС <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,329
iС <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,124
nС <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,183
С <sub>6</sub> Н <sub>14+</sub> высш	0,25
Н <sub>2</sub> С	2,15
Н <sub>2</sub>	2,614
СО <sub>2</sub>	2,621
Итого	100
Плотность газа при 20°С и 760 мм.рт.ст. кг/см <sup>3</sup>	0,7766

Газ с месторождения Уртабулак и попутный нефтяной газ с УПН Восточная Чегара после компримирования на ДКС “Уртабулак” с давлением 5,65 МПа поступают в сепаратор С-2 УППГ Самантепе.

Состав и параметры газа, подаваемого на УППГ Самантепе с ДКС “Уртабулак”, приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4. – Состав и параметры газа, подаваемого на УППГ Самантепе с ДКС “Уртабулак”

Компоненты	Содержание, % мольн.
CH <sub>4</sub>	86,58
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,00
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,21
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,08
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,12
C <sub>5</sub> H <sub>12+высш</sub>	0,13
H <sub>2</sub> O	0,81
N <sub>2</sub>	1,01
CO <sub>2</sub>	3,53
H <sub>2</sub> S	5,53
Итого	100
Плотность газа при 20°С и 760 мм.рт.ст. кг/см <sup>3</sup>	0,7768
Относительный удельный вес газа по воздуху	0,6446
Молекулярная масса газа	18,69
Содержание C <sub>5+высш</sub> , мольн. %	0,13
г/м <sup>3</sup>	5,29
Молекулярная масса C <sub>5+высш</sub>	96,47

Жидкость из входного сепаратора ДКС Уртабулак поступает в разделитель Р-1 УППГ Самантепе.

Состав жидкости, подаваемой с ДКС Уртабулак в разделитель Р-1 УППГ Самантепе, приведен в таблице 3.5.

Таблица 3.5. – Состав жидкости, подаваемой с ДКС Уртабулак в разделитель Р-1 УППГ Самантепе

Компоненты	Содержание, % мольн.
CH <sub>4</sub>	0,20
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,02
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,01
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,01
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,01
C <sub>5</sub> H <sub>12+высш</sub>	3,98
H <sub>2</sub> O	95,61
N <sub>2</sub>	0,00
CO <sub>2</sub>	0,02
H <sub>2</sub> S	0,14
Итого	100,0
Плотность при 20°С и 760 мм.рт.ст. кг/см <sup>3</sup>	919,0

Расчет процесса предварительной подготовки газа произведен по составу и параметрам газа, приведенным в таблицах 3.3, 3.4, 3.6. и на максимальные объемы газа, подаваемого на УППГ Самантепе, с месторождений:

- Самантепе – 1,5 млрд.м<sup>3</sup>/год;
- Уртабулак – 0,422 млрд.м<sup>3</sup>/год;
- УПН Восточная Чегара – 0,0086 млрд.м<sup>3</sup>/год.

Состав и характеристика газа, подаваемого с месторождения Самантепе на вход УППГ, приведен в таблице 3.6.

Расчеты показывают, что при подаче на УППГ сырого газа с месторождения Самантепе в объеме 187,5 тыс.м<sup>3</sup>/ч, с ДКС Уртабулак – в объеме 51,653 тыс.м<sup>3</sup>/ч будет получено 237,956 тыс.м<sup>3</sup>/ч очищенного газа и 1301,0 кг/ч конденсата.

Таблица 3.6. – Состав и характеристика газа, подаваемого на вход УППГ с месторождения Самантепе

Компоненты	Содержание, % мольн.
CH <sub>4</sub>	90,16
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,99
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,48
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,11
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,11
C <sub>5</sub> H <sub>12+высш</sub>	0,40
H <sub>2</sub> O	0,55
N <sub>2</sub>	0,45
CO <sub>2</sub>	3,17
H <sub>2</sub> S	2,59
Итого	
Плотность газа при 20°С и 760 мм.рт.ст. кг/см <sup>3</sup>	0,7609
Относительный удельный вес газа по воздуху	0,6314
Молекулярная масса газа	18,31
Содержание C <sub>5+высш</sub> , мольн. %	0,39
г/м <sup>3</sup>	16,88
Молекулярная масса C <sub>5+высш</sub>	104,72

### 3.4. Система сбора и транспорта газа

Сбор газа - это технологический процесс внутрипромысловый транспортировки сырого газа от скважин до установки промысловой подготовки. Выбор системы сбора продукции скважин зависит от запасов и состава газа, от формы залежи, размещения и продуктивности скважин,

пластового давления и многих других факторов. Также следует учитывать, что со временем давление в залежи будет снижаться, состав газа и конденсата изменяться, в разработку будут вводиться новые скважины.

Технологический расчет газосборных сетей заключается в нахождении взаимосвязи давлений и расходов газа в различных точках системы заданной геометрической формы.

Внутренний диаметр трубопровода подбирается исходя из требования обеспечения проектной пропускной способности трубопровода с приемлемыми гидравлическими потерями и достаточно высокой гидродинамической эффективностью.

Кроме того, ставится условие на скорость газового потока с тем, чтобы полностью обеспечить вынос жидкой фазы из трубопровода, проложенного по местности с изменяющимся рельефом.

Исходя из специфических условий расположения месторождения Самантепе, для обоих вариантов обустройства предлагается лучевая система подключения скважин к СП (рисунок 3.1).

Замер дебитов газовых скважин месторождения Самантепе предлагается осуществлять на передвижной замерной сепарационной установке, периодическим подключением шлейфов к этой установке.

Предложенная схема сбора и транспортировки газа для первого и второго вариантов разработки месторождения представлена на рисунке 3.1.

### **1 вариант**

Предварительный гидравлический расчет шлейфов системы сбора газа выполнен при максимальном дебите скважин 413,0 тыс.м<sup>3</sup>/сутки. Газ на устье скважин дросселируется на штуцере (устьевое давление 146,7 кг/см<sup>2</sup> - на начало 2008 г.) до давления 65,5 кг/см<sup>2</sup>. Температура газа в начале шлейфов скважин составляет +55 °С. Максимальная протяженность шлейфа одной скважины - 3,5 км. Максимальное количество эксплуатационных скважин - 16.

Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре шлейфа



168x8 мм давление и температура газа на входе в СП составят соответственно  $62,5 \text{ кг/см}^2$  и  $+48 \text{ }^\circ\text{C}$ . Далее общий поток продукции скважин в объеме  $4,545 \text{ млн.м}^3/\text{сутки}$  по газопроводу-коллектору направляется на УППГ Самантепе, расположенную на площадке УКПГ-1 Уртабулак, для его промысловой подготовки.

Предварительный гидравлический расчет газопровода-коллектора СП - УППГ Самантепе выполнен на производительность  $4,545 \text{ млн.м}^3/\text{сутки}$ . Давление и температура газа в начале газопровода составляют соответственно  $62,5 \text{ кг/см}^2$  и  $+48 \text{ }^\circ\text{C}$ . Протяженность газопровода-коллектора -  $33,0 \text{ км}$ .

Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре газопровода-коллектора  $530 \times 15 \text{ мм}$  давление и температура газа на входе УППГ составят соответственно  $57 \text{ кг/см}^2$  и  $+38\text{-}+40 \text{ }^\circ\text{C}$ .

## **2 вариант**

Предварительный гидравлический расчет шлейфов системы сбора газа выполнен при максимальном дебите скважин  $413,0 \text{ тыс.м}^3/\text{сутки}$  газа. Газ на устье скважин дросселируется на штуцере (устьевое давление -  $146,7 \text{ кг/см}^2$  на начало 2008 г.) до давления  $69 \text{ кг/см}^2$ . Температура газа в начале шлейфов скважин составляет  $+55 \text{ }^\circ\text{C}$ . Максимальная протяженность шлейфа одной скважины -  $3,5 \text{ км}$ . Максимальное количество эксплуатационных скважин -  $23$ .

Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре шлейфа  $168 \times 8 \text{ мм}$  давление и температура газа на входе в СП составят соответственно  $66 \text{ кг/см}^2$  и  $+48 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Далее общий поток продукции скважин в объеме  $6,061 \text{ млн.м}^3/\text{сутки}$  по газопроводу-коллектору направляется на УППГ Самантепе, расположенную на площадке УКПГ-1 Уртабулак, для его промысловой подготовки.

Предварительный гидравлический расчет газопровода-коллектора СП - УППГ Самантепе выполнен на производительность 6,061 млн.м<sup>3</sup>/сутки. Давление и температура газа в начале газопровода составляют 66 кг/см и +48 °С соответственно. Протяженность газопровода-коллектора - 33,0 км.

Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре газопровода-коллектора 530x15 мм давление и температура газа на входе УППГ составят соответственно 57 кг/см<sup>2</sup> и +38-+40 °С.

Важнейшим качественным показателем, определяющим надежность работы газопроводов на расчетных режимах, является чистота их полости, т.е. отсутствие жидкости и загрязнений. Качество очистки полости трубопровода существенно влияет на его производительность и продолжительность безаварийной работы. Имеющийся опыт контроля за уровнем коррозионных процессов и эффективностью антикоррозионной защиты газопромыслового оборудования свидетельствует о том, что ингибирование газопроводов может обеспечить высокую степень защиты металла от сероводородной коррозии до 95-98 %, снижая общую коррозию до уровня 0,03 мм/г и менее.

В этой связи для очистки и ингибирования полости газопровода-коллектора СП Самантепе-УППГ Самантепе необходимо строительство узла запуска очистных поршней на СП и узла приема на входе УППГ.

### **3.5. Подготовка газа к транспорту**

Выбор способа подготовки газа и газового конденсата к транспорту определяется следующими основными факторами:

техническими требованиями на поставку газа в магистральные газопроводы в соответствии со стандартом;

требованиями к температуре осушенного газа на входе в головной участок газотранспортной системы;

техническими требованиями на поставку стабильного газового конденсата потребителю в соответствии с действующими стандартами;

составом пластового газа, наличием в нем тяжелых углеводородов, диоксида углерода, сероводорода, примесей инертных газов; давлением и температурой на устье скважин, дебитом газа и их динамикой по годам разработки месторождения.

Продукцией, выходящей с УППГ Самантепе, должны быть сернистый осушенный горючий природный газ, удовлетворяющий по качеству требованиям стандарта предприятия KSt 05786726-05:2004 (изменение №1) и стабильный газовый конденсат, удовлетворяющий требованиям стандарта TSt 39.0-02:2004.

Промысловую подготовку газа месторождения Самантепе к транспорту для обоих вариантов разработки предлагается осуществлять на УППГ, где газ подвергается двухступенчатой сепарации.

Подготовку углеводородного конденсата, выделившегося при сепарации газа на установке, предлагается производить по открытой системе сбора конденсата. Конденсат подвергается ступенчатому выветриванию на установке разделения и выветривания конденсата, где полностью выветривается при атмосферном давлении, и по давлению насыщенных паров представляет собой стабильный конденсат.

Для обоих вариантов необходимо также предусмотреть резервную технологическую нитку, чтобы иметь возможность технического обслуживания, проведения ремонтных работ, последующих ревизий и модернизации без снижения общей производительности УППГ.

Принципиальная технологическая схема, предлагаемой предварительной подготовки газа месторождения Самантепе на УППГ, расположенной на площадке УКПГ-1 Уртабулак, представлена на рисунке 3.2.

Согласно прогнозу разработки месторождения Уртабулак максимальный отбор газа с месторождения составит 2,12 млн.м<sup>3</sup>/сутки (700 млн /год).

Производительность УППГ по газу:

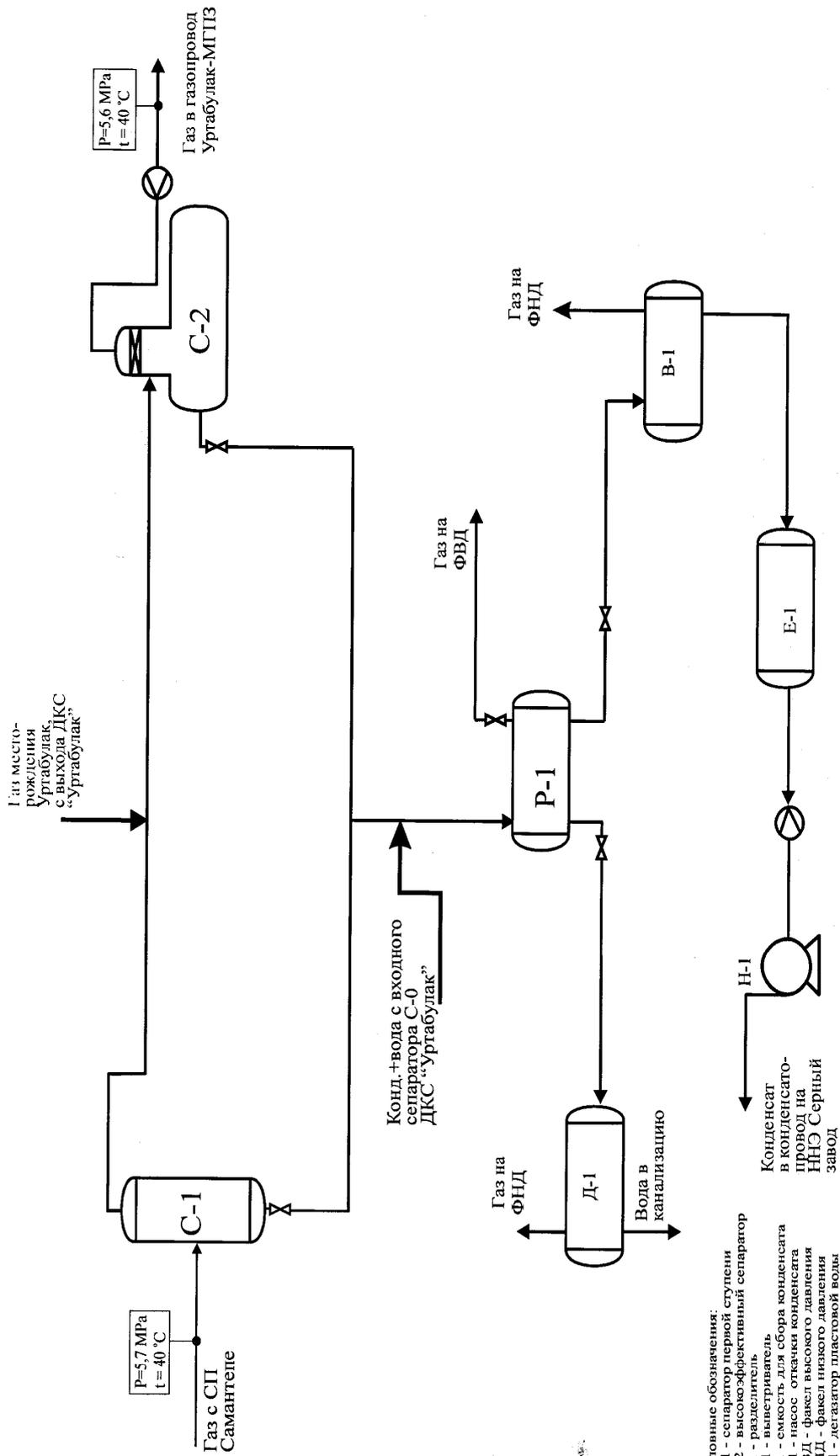


Рисунок 7.2 - Принципиальная технологическая схема подготовки газа месторождений Самантепе и Уртабулак на площадке УКПГ-1 Уртабулак ( варианты 1 - производительность установки 6,675 млн.м<sup>3</sup>/сутки, варианты 2 - производительность установки 8,181 млн.м<sup>3</sup>/сутки)

для 1 варианта - 6,665 млн.м<sup>3</sup> /сутки (из них 4,545 млн.м /сутки газ с месторождения Самантепе);

для 2 варианта - 8,181 млн.м<sup>3</sup> /сутки (из них 6,061 млн.м /сутки газ с месторождения Самантепе).

В случае рекомендуемого 2 варианта необходимо расширение существующей УППГ Самантепе до 2,7 млрд.м<sup>3</sup> /год (8,181 млн.м<sup>3</sup>/сутки), так как её проектная производительность - 2,0 млрд.м<sup>3</sup> /год.

Ниже приводится описание технологической схемы предварительной подготовки газа.

Продукция скважин месторождения с СП Самантепе по газопроводу-коллектору поступает на УППГ в сепаратор первой ступени С-1, где осуществляется сепарация газа от капельной влаги и газового конденсата, выделившихся при движении пластового газа в системе пласт-скважина-СП-УППГ (рис. 3.2).

Далее газ поступает в высокоэффективный сепаратор С-2, где осуществляется его сепарация от капельной влаги и газового конденсата, уносимых из первой ступени сепарации С-1 (в перспективе и газ с ДКС Уртабулак).

Из сепаратора С-2 общий поток газа с давлением 56 кг/см<sup>2</sup> и температурой +38-+40 °С через узел замера направляется в существующий газопровод Уртабулак-МГПЗ, по которому транспортируется на Мубарекский ГПЗ.

Жидкость из сепараторов С-1 и С-2 УППГ (в перспективе и из входного сепаратора С-0 ДКС Уртабулак) поступает в разделитель Р-1, где происходит отделение жидкой фазы от газовой и разделение жидкой фазы на газовый конденсат и конденсационную воду.

Газы дегазации из разделителя Р-1 направляются на факел высокого давления, конденсационная вода - в дегазатор пластовой воды Д-1, конденсат - в выветриватель В-1.

Дегазация пластовой воды происходит при давлении 1 кг/см<sup>2</sup>. Дегазированная пластовая вода из дегазатора Д-1 сбрасывается в канализацию, газы дегазации направляются на факел низкого давления. В выветривателе В-1 газовый конденсат дегазируется и направляется в емкость сбора конденсата Е-1, газы дегазации - на факел низкого давления. Стабильный конденсат из емкости Е-1 насосом Н-1 через хозрасчетный узел замера конденсата по конденсатопроводу направляется на нефтеналивную эстакаду (ННЭ) "Серный завод".

### **3.6. Ввод дожимной компрессорной станции**

Выполнение вышеперечисленных исследований является обязательным на весь период промышленной разработки месторождения Самантепе.

По мере падения пластового давления, при разработке месторождения на истощение наступает такой момент когда пластовой энергии уже недостаточно для обеспечения номинальных условий промысловой подготовки добываемого газа и подачи его потребителю. В этом случае вводится ДКС. По обоим вариантам разработки для эффективного транспорта газа и поддержания давления на входе УППГ Самантепе предлагается компримировать газ на СП.

#### **Вариант 1**

Предлагаемая схема компримирования газа для данного варианта приведена на рисунке 3.3, а параметры эксплуатации ДКС для компримирования газа на СП Самантепе в таблице 3.6.

#### **Вариант 2**

Предлагаемая схема компримирования газа для данного варианта приведена на рисунке 3.3, а параметры эксплуатации ДКС для компримирования газа на СП Самантепе в таблице 3.7.

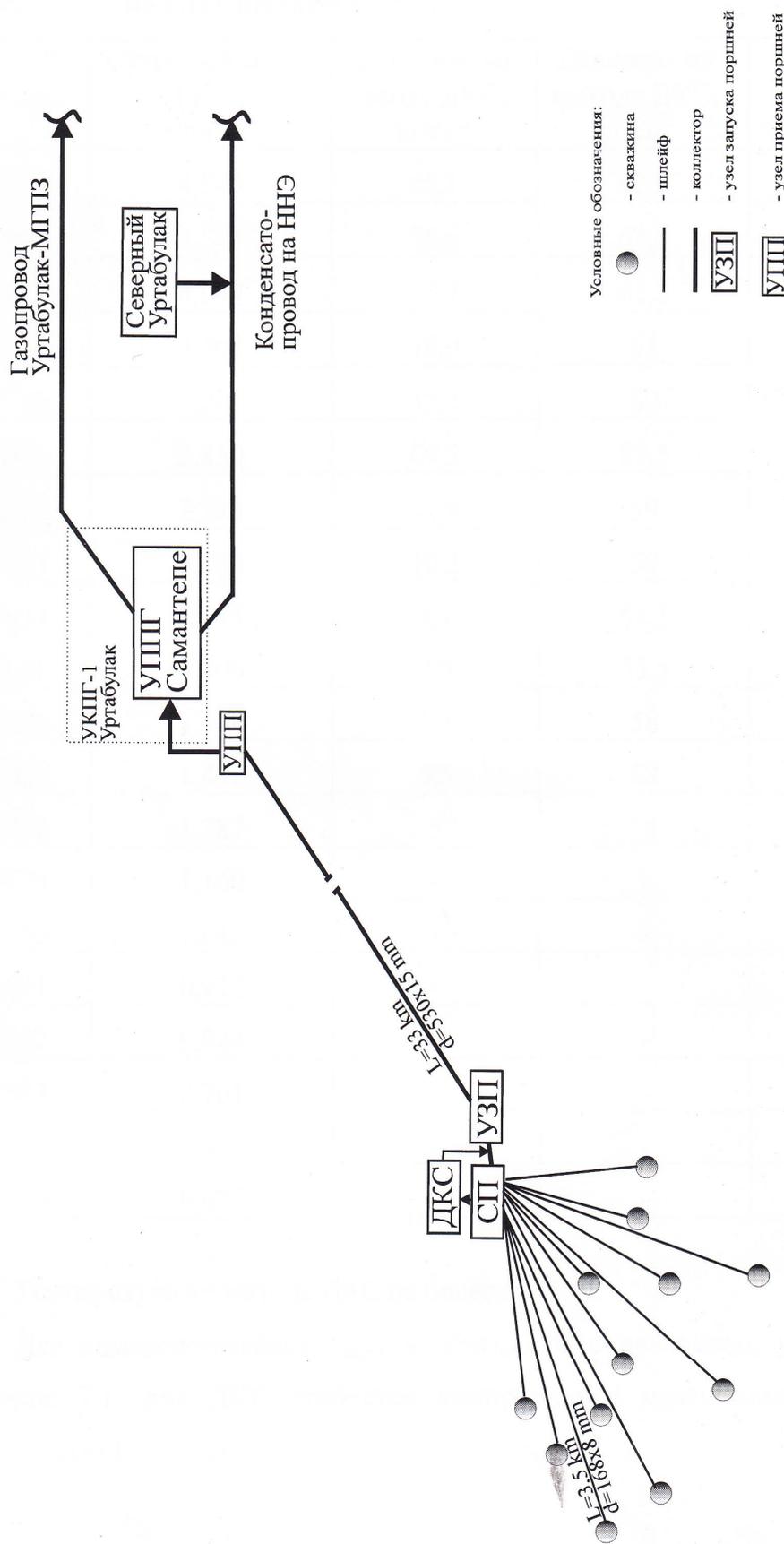


Рисунок 7.3 - Принципиальная схема сбора, компримирования и транспорта газа при компрессорной эксплуатации месторождения Самантепе (с 20016 г. в 1 и 2 вариантах)

Таблица 3.6. - **Параметры эксплуатации ДКС для компримирования газа на СП Самантепе**

Год	Суточный отбор ГKM, млн. м <sup>3</sup>	Давление на входе ДКС, кг/см <sup>2</sup>	Давление на выходе ДКС, кг/см <sup>2</sup>	Мощность ДКС, кВт
2016	4,545	45,1	62,5	2373
2017	4,545	20,6	62,5	9146
2018	4,047	18,7	61,5	8841
2019	3,597	16,9	61	8579
2020	3,207	15,2	60	8285
2021	2,850	09,5	59,5	10395
2022	2,543	11,8	59	7896
2023	2,260	10,2	59	7812
2024	2,015	8,7	58,5	7665
2025	1,806	7,6	58,5	7497
2026	1,610	6,5	58	7287
2027	1,438	5,5	58	7130
2028	1,287	5	58	6710
2029	1,160	—	—	
2030	1,042		-	—
2031	0,936	—	—	—
2032	0,844	—	—	—
2033	0,761		-	—
2034	0,693	—	—	—
2035	0,627	-		—

Температура на выходе ДКС не более 50 °С.

Для компримирования газа, в объемах и с давлением, указанным в таблице 3.6., для ДКС требуется компрессор с максимальной рабочей мощностью 10395 кВт.

**Таблица 3.7. - Параметры эксплуатации ДКС для компримирования газа на СП Самантепе**

Год	Суточный отбор ГKM, млн.м <sup>3</sup>	Давление на входе ДКС, кг/см <sup>2</sup>	Давление на выходе ДКС, кг/см <sup>2</sup>	Мощность ДКС, кВт
2016	6,061	40,6	66,0	4830
2017	5,991	21,1	66,0	12422
2018	5,226	18,8	64,0	11781
2019	4,563	16,7	63,0	11309
2020	3,992	14,5	61,5	10931
2021	3,500	12,6	60,5	10574
2022	3,062	10,7	60,0	10353
2023	2,695	9,1	59,5	10101
2024	2,361	7,7	59,0	9770
2025	2,075	6,4	58,5	9513
2026	1,834	5,4	58,5	9219
2027	1,619	5	58,0	8432
2028	1,429	–	–	–
2029	1,274	–	–	–
2030	1,125	-	-	
2031	1,013	-	-	-

Температура на выходе ДКС не более 50 °С.

Для компримирования газа, в объемах и с давлением, указанным в таблице 3.7., для ДКС требуется компрессор с максимальной рабочей мощностью 12422 кВт.

### **3.7. Обеспечение номинальных условий транспорта газа на МГПЗ**

В настоящее время газ месторождения Самантепе транспортируется совместно с газом месторождений Уртабулак, Денгизкуль и Хаузак-Шады (компания «Лукойл») на МГПЗ по газопроводу высокосернистого газа Денгизкуль-МГПЗ с проектной пропускной способностью 12,1 млн.м<sup>3</sup>/сутки, который эксплуатируется с 1981 года (рисунок 3.3.).

Несмотря на то, что с вводом в разработку в ноябре 2007 г. месторождения Хаузак-Шады были ограничены отборы газа с месторождений Денгизкуль, Самантепе, Уртабулак, текущая суточная загрузка газопровода Денгизкуль-МГПЗ газом 4-х вышеперечисленных месторождений составляет 15-16 млн.м<sup>3</sup>, что заметно выше его проектной способности (12,1 млн.м<sup>3</sup>/сутки).

В случае перехода на компрессорную эксплуатацию месторождений Денгизкуль, Уртабулак и выхода на проектные объемы добычи газа месторождений Хаузак-Шады, Самантепе суточная добыча всех 4-х объектов достигнет 24 млн.м /сутки, что почти в два раза выше проектной пропускной способности газопровода Денгизкуль-МГПЗ.

Есть еще один немаловажный аспект - надежность поставок высокосернистого газа и загрузки им блоков сероочистки МГПЗ, которая подвержена высоким рискам при одновременной подаче всего добываемого высокосернистого газа по одному газопроводу. В случае аварийной остановки газопровода Денгизкуль-МГПЗ будут вынуждены остановиться сероочистные сооружения по высокосернистому газу на МГПЗ. Это обстоятельство чревато помимо потери объемов добычи и переработки высокосернистого газа 4-х месторождений, штрафными

санкциями компании «Лукойл» за остановку добычи на месторождении Хаузак-Шады.

В качестве временной меры для разгрузки газопровода Денгизкуль-МГПЗ можно переключить месторождения Уртабулак и Самантепе на газопровод Уртабулак-МГПЗ с проектной пропускной способностью 12,1 млн.м<sup>3</sup>/сутки (работает с 1973 г.), построенный для высокофрнистого газа, а в настоящее время используется для транспорта малосернистого газа (16 млн.м<sup>3</sup>/сутки), месторождений Южный Кемачи, Умид и Кокдумалак.

С учетом длительности работы (27-35 лет) двух вышеуказанных газопроводов высокосернистого газа, долгосрочности дальнейшей разработки месторождений Денгизкуль, Хаузак-Шады, Уртабулак, Самантепе и необходимости резервирования газопроводов, с целью снижения рисков в поставках высокосернистого газа на МГПЗ, становится очевидной целесообразность строительства нового газопровода высокосернистого газа Уртабулак-МГПЗ. Схема трассировки этого газопровода показана на рисунке 3.4.

Вопрос окупаемости инвестиционных средств, привлекаемых на строительство нового газопровода, невозможно рассматривать без четкого обоснования возвратности инвестиций. Поскольку газопровод технологически связан с выработкой запасов месторождений высокосернистого газа Уртабулак, Самантепе, объемы инвестиционных затрат, их возвратность обуславливаются объемами добычи углеводородов и производства серы из добываемого газа этих объектов.

В связи с вышеизложенным, в настоящей работе предложено увязать затраты на строительство нового газопровода с эффектом от довыработки остаточных запасов месторождений Уртабулак и Самантепе. Предлагаемый системный подход к решению рассматриваемой проблемы, заключающийся в увязке добывных и газотранспортных возможностей по переработке газа, позволит, как показывает экономическая оценка, выполненная в 2 разделе настоящей работы, снизить объемы

инвестиционных затрат, уменьшить риски в системе добыча-транспорт-переработка, тем самым повысить надежность и эффективность долгосрочных поставок высокосернистого газа на МГПЗ. Затраты на строительство рассматриваемого газопровода при разработке месторождения Самантепе по рекомендуемому 2 варианту окупаются уже на 6 год.

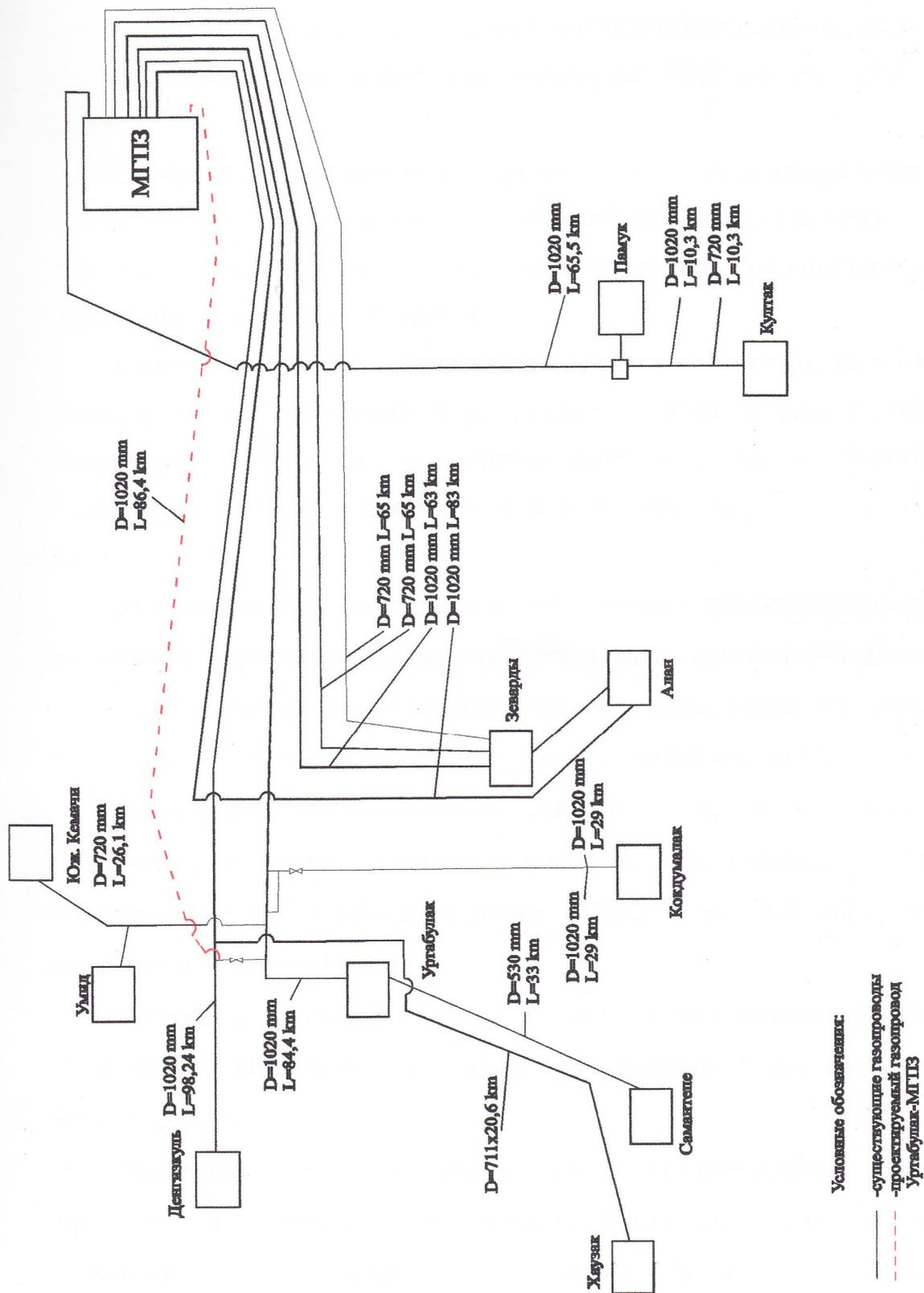


Рисунок 7.4 - Принципиальная схема существующей газотранспортной системы УДП "Мубарекнефтегаз" с подключением новых и переклещением существующих газопроводов

## ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

В ходе выполнения данной диссертационной работы нами изучены и исследованы следующие:

1. Объектом исследования промышленной подготовки высокосернистого газа является месторождения Самантепе в объеме 2 млрд. м<sup>3</sup> в год с последующей подачей его по межпромысловому газопроводу Уртабулак-МГПЗ на Мубарекский ГПЗ.
2. При проектировании УКПГ следует предусмотреть возможность индивидуального замера объемов газа, конденсата и воды по каждой скважине.
3. Для оценки запасов газа методом материального баланса необходимо ежеквартально производить замер статических давлений по всему фонду газодобывающих скважин. В отдельных скважинах осуществляются глубинные замеры пластовых давлений - не реже одного раза в год. С этой целью необходимо вести тщательный учет добываемых газа, конденсата и воды и различного рода потерь газа.
4. С целью контроля работы системы сбора и подготовки газа необходимо раз в полгода производить контрольные замеры давлений и температур в системе пласт-скважина-шлейф-УКПГ. При этом следует определять потери давления в этой системе до и после ее продувки и выявлять необходимую частоту продувок.
5. Сбор продукции 9 скважин месторождения Самантепе осуществляется на сборном пункте (СП), расположенном на площади месторождения. На входе СП Самантепе давление и температура газа составляют 7,0 МПа и 47,5°С соответственно.
6. Из СП Самантепе общий поток газа в объеме 3,0 млн.м<sup>3</sup>/сут по газопроводу-коллектору СП Самантепе – УКПГ-1 Уртабулак длиной 33,0 км и диаметром 426x17 мм транспортируется на УППГ для подготовки.

7. В целях повышения надежности работы газопровода-коллектора СП Самантепе – УКПГ-1 Уртабулак на расчетных режимах для очистки и ингибирования его полости необходимо строительство узла запуска очистных поршней на СП и узла приема на УКПГ.
8. Подготовка газа месторождения Самантепе осуществляется на УППГ, расположенной на площадке УКПГ-1 Уртабулак. Давление и температура газа на входе УППГ  $P=5,7$  МПа,  $t=40^{\circ}\text{C}$ .
9. Продукцией, выпускаемой на УППГ, является сернистый осушенный горючий природный газ, удовлетворяющий по качеству требованиям стандарта предприятия KSt 05786726-05 :2004 (изменение №1) и стабильный газовый конденсат, удовлетворяющий требованиям стандарта TSt 39.0-02:2004.
10. Подготовленный на УППГ газ через узел замера подается в существующий межпромысловый газопровод Уртабулак-МГПЗ.
11. Выделившийся при подготовке газа конденсат по существующему нефтеконденсатопроводу откачивается на нефтеналивную эстакаду “Серный завод”. Для этого необходимо строительство конденсатопровода протяженностью 9,9 км и диаметром 168x7 мм от УППГ до нефтеконденсатопровода НСП Северный Уртабулак-Серный завод (точка врезки в районе 2 км).
12. На УППГ Самантепе в перспективе предусматривается осуществлять подготовку газа с месторождения Уртабулак и попутного нефтяного газа месторождения Восточная Чегара при эксплуатации дожимной компрессорной станции (ДКС) Уртабулак.
13. Для обеспечения условий транспортирования высокосернистого газа месторождения Самантепе в объеме 2 млрд. м<sup>3</sup> в год по межпромысловому газопроводу Уртабулак-МГПЗ на Мубарекский ГПЗ необходима его очистка от капельной влаги и твердых примесей.

**Газ, добываемый на месторождении Самантепе, предлагается :**

1. Подавать на установку предварительной подготовки газа (УППГ), расположенную на площадке УКПГ-1 Уртабулак, по газопроводу-коллектору СП Самантепе-УКПГ-1 Уртабулак длиной 33,0 км и диаметром 530x14 мм с целью подготовки его к транспорту;
2. С УППГ подготовленный газ подавать в существующий межпромысловый газопровод Уртабулак-МГПЗ;
3. Стабильный конденсат, выделившийся при подготовке газа, откачивать на нефтеналивную эстакаду “Серный завод”.

На УППГ Самантепе подготовку газа осуществляется с месторождения Уртабулак и попутного нефтяного газа месторождения Восточная Чегара дожимной компрессорной станции (ДКС) Уртабулак.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Выступление президента РУЗ Ислама Каримова доклад на расширенном заседании Кабинета Министров, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2015 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2016 год. Ташкент.16.01.2016й
2. Бурлуцкая И.П. и др. Отчет по подсчету запасов газа, конденсата, серы и соггутствующих компонентов месторождения Самантепе (Узбекская часть), 2002.
3. Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Самантепе на территории Республики Узбекистан, фонды «УзЛИТИнефтваз», 2005 г.
4. Деревянко В.И. и др. Пересчет запасов УВ на месторождении Самантепе (Узбекская часть), Ташкент, 2006 г.
5. Геологическая и финансовая статистическая отчетность УДП Мубарекнефтегаздобыча» за 1986-2007 гг.
6. ПТЭО «Строительство газопровода Уртабулак-МГПЗ, фонды ОАО - У з ЛИТнефтваз», 2008 г.
7. Мищенко И.Т. «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», Москва, Изд.Нефти и газа, 2002.
8. Отчёт Нефтвазгадкикот «Комплексные газогидродинамические и газоконденсатные исследования на эксплуатируемых месторождениях Западного Узбекистана».
9. Сбор и подготовка нефти и газа. Технология и оборудование» Под общей редакцией Хафизова А.Р, Пестрецова Н.В, Шайдаков В.В.
- 10.«Коррозия и защита от коррозии» И.В. Семенова, Г.М. Флорианович, А.В. Хорошилов Под ред. И.В. Семеновой-М.: ФИЗМАТЛИТ, 2002.
- 11.«Технология переработки природного газа и конденсата» В.И. Мурин, Н.Н. Кисленко, Ю.В. Сурков Коллектив авторов,2002 Оформление. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.
- 12.Л.С.Каплан, Оператор по добыче нефти и попутного газа, Уфа, 2005,552 с.
13. [www.google.com](http://www.google.com)
14. [www.oilgas.com](http://www.oilgas.com).
15. <http://oz/by/books>
16. <http://ru.cyokobid.com>