

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

ТАШКЕНТСКИЙ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ

*На правах рукописи*  
УДК 696.2

**МАРИН ДМИТРИЙ ВАСИЛЬЕВИЧ**

**ОПТИМИЗАЦИЯ СХЕМНЫХ РЕШЕНИЙ СИСТЕМ  
ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

диссертация  
на соискание академической степени магистра по специальности  
**5А340403 - Теплогазоснабжение, вентиляция, кондиционирование  
воздуха и охрана воздушного бассейна**

Работа прошла предварительную  
защиту на заседании кафедры  
«ПСЭИК» «\_\_\_» \_\_\_\_ 2013 г.  
протокол № и рекомендована к  
защите Зав. кафедрой \_\_\_\_\_  
доц. Буриев Э.С.  
«\_\_\_» \_\_\_\_ 2013 г

Научный руководитель:  
к.т.н., с.н.с. Рашидов Ю.К.

ТАШКЕНТ – 2013

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой ПСЭИК  
к.т.н., доц. Рашидов Ю.К.  
«\_\_\_» 2012 г.

## ЗАДАНИЕ ПО ПОДГОТОВКЕ И НАПИСАНИЮ МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

Магистерская диссертация по теме: Оптимизация схемных решений систем газоснабжения

название (с указанием материалов конкретных организаций)  
утверждённая приказом ректората института от «27» 02 2012 г.

за номером 2/53 по кафедре ПСЭИК

за слушателем Марин Дмитрий Васильевич

научный руководитель Рашидов Ю.К., к.т.н., с.н.с.

Ф.И.О., занимаемая должность, учёная степень, учёное звание  
должна быть подготовлена и представлена к предварительной защите на  
кафедру 20 июня 2013 г.

число, месяц, год

В работе будут использованы: Авторефераты, справочная литература, КМК, статьи журналов, отчёты о научно-исследовательской работе,

Практические, балансовые и др. материалы, стат. данные др. ведомств и т.п. за годы публикации,

материалы семинаров, обзорные проспекты, брошюры, каталоги

труды и т.д. законодательные и нормативные акты, инструкции и т.п.

В работе предусматривается: Оптимизация схемных решений систем газоснабжения, разработка технологических решений для расширения ПХГ газли, разработка принципиальной схемы наземного обустройства процесса функционирования ПХГ и дополнительной добычи нефти, разработка технологических решений по системе осушки газа  
лит. таблицы, группировочные таблицы, графики, схемы, диаграммы, математические модели и т.п.

В работе предусматривается изложение следующих групп вопросов:

1-я группа Анализ схемных решений систем газоснабжения с подземными хранилищами газа

название

2-я группа Разработка технологических решений для расширения ПХГ газли

название

3-я группа Разработка принципиальной схемы наземного обустройства процесса функционирования ПХГ и дополнительной добычи нефти

4-я группа Разработка технологических решений по системе осушки газа

название

Задание выдано \_\_\_\_\_

число, месяц, год

Научный руководитель Рашидов Юсуф Каримович  
подпись, Ф.И.О., дата

Задание принял слушатель Марин Дмитрий Васильевич

График завершения магистерской диссертации в первоначальном варианте

Глава I. Анализ схемных решений систем газоснабжения с подземными хранилищами газа

название первой главы диссертации в первоначальном плане и сроки представления

Глава II. Разработка технологических решений для расширения ПХГ газли

название второй главы диссертации в первоначальном плане и сроки представления

Глава III. Разработка принципиальной схемы наземного обустройства процесса функционирования ПХГ и дополнительной добычи нефти

название третьей главы диссертации в первоначальном плане и сроки представления

Глава IV. Разработка технологических решений по системе осушки газа

название четвертой главы диссертации в первоначальном плане и сроки представления

Предварительная защита диссертация на кафедре 20 июня 2013 г.  
срок, дата, год

Задание выдано к.т.н., с.н.с.  
научный руководитель магистерской диссертации

Рашидов Юсуф Каримович  
Ф.И.О.

подпись

дата

Задание принял Марин Дмитрий Васильевич  
Ф.И.О., слушателя, подпись

Дата

## О ГЛАВЛЕНИЕ

<b>Глава I</b>	<b>Введение.</b>	5
	<b>АНАЛИЗ СХЕМНЫХ РЕШЕНИЙ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С ПОДЗЕМНЫМИ ХРАНИЛИЩАМИ ГАЗА.</b>	10
1.1.	Назначение и основные цели создания подземных хранилищ газа.	10
1.2.	Технологические схемы сбора и закачки газа на подземных хранилищах газа.	11
1.3.	Подземное хранение газа в выработанных нефтяных и газоконденсатных месторождениях.	16
1.4.	Оптимизация систем и её задачи.	17
	<b>Выводы по главе I.</b>	25
<b>Глава II</b>	<b>РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ПХГ ГАЗЛИ.</b>	27
2.1.	Исходные данные.	27
2.2.	Технологические решения по системам сбора и подготовки газа при расширении ПХГ Газли.	32
	<b>Выводы по главе II.</b>	46
<b>Глава III</b>	<b>РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ СХЕМЫ НАЗЕМНОГО ОБУСТРОЙСТВА ПРОЦЕССА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПХГ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ.</b>	47
3.1.	Система сбора газа . . . . .	47
3.2.	Система подготовки газа . . . . .	49
	<b>Выводы по главе III.</b>	54
<b>Глава IV</b>	<b>РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СИСТЕМЕ ОСУШКИ ГАЗА . . . . .</b>	56
	<b>Исходные данные для выработки технологических решений.</b>	56
4.1.	Технологические решения системы подготовки газа. . . . .	58
	<b>Выводы по главе IV.</b>	64
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.</b>	65
	<b>Список использованной литературы . . . . .</b>	68
	<b>Приложения</b>	

## ВВЕДЕНИЕ

В докладе Президента Республики Узбекистан Ислама Каримова на заседании Кабинета Министров, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2012 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2013 год, отмечены достижения в области нефтегазового комплекса республики [2].

Так, например, в 2012 году начато строительство уникального, даже по мировым меркам, Устюртского ГХК на базе месторождения Сургиль, общая стоимость которого более 25 миллиардов долларов. Строительство объекта будет завершено в 2016 году и обеспечит переработку 4,5 миллиарда кубических метров природного газа с производством 400 тысяч тонн полиэтилена и 100 тысяч тонн полипропилена. Проект является технологически одним из самых передовых в мире и предусматривает внедрение газохимических технологий самого последнего поколения, что обеспечивает извлечение из природного газа до 97 процентов этана, пропана и других ценных компонентов [2].

Введены в строй первая очередь завода по производству сжиженного газа на Мубарекском ГПЗ мощностью 258 тысяч тонн сжиженного газа и 125 тысяч тонн конденсата, а также установка пропан-бутановой смеси на предприятии «Шуртаннефтегаз» мощностью 50 тысяч тонн сжиженного газа [2].

Самая актуальная проблема сегодняшнего дня — это разразившийся в 2008 году мировой финансовый кризис, его воздействие и негативные последствия, поиск путей выхода из складывающейся ситуации [3].

Получив начало с провалов и несостоятельности ипотечного кредитования в США, кризис нашел свое масштабное отражение в кризисе ликвидности важнейших банков и финансовых структур, катастрофическом падении индексов и рыночной стоимости крупнейших компаний на

ведущих фондовых рынках мира. Все это, в свою очередь, явилось причиной серьезного спада производства, резкого снижения темпов роста экономики во многих странах, со всеми вытекающими отсюда негативными последствиями.

Многие ведущие аналитические и экспертные центры, анализируя и обобщая материалы, связанные с состоянием и возможными последствиями глобального финансового кризиса.

Исходя из этого, само собой разумеется, что **важнейшим нашим приоритетом в социально-экономическом развитии Узбекистана на 2009 год продолжит оставаться реализация принятой в стране антикризисной программы на 2009—2012 годы.**

Принятая в республике модель перехода к социально ориентированной свободной рыночной экономике, базирующейся на известных пяти принципах, с каждым годом нашего продвижения вперед оправдывает свою правильность и состоятельность.

Одним из основных моментов принятой в республике антикризисной программы является реализация мер по модернизации электроэнергетики, сокращение энергоёмкости и внедрению системы энергосбережения. В этой связи очень актуальным является внедрение новых энергосберегающих технологий, а также оптимизация схемных решений систем газоснабжения.

**Актуальность темы исследования.** Топливно-энергетический комплекс является основой экономики любого государства. В Республике Узбекистан задействована мощная газотранспортная система. Общая протяженность магистральных газопроводов разных диаметров составляет 13,0 тыс. км, на которых задействованы 25 компрессорных станций и три подземных хранилища газа (ПХГ). Успешно функционируют Северосохское, Ходжиабадское и Газлинское ПХГ. По прогнозам Национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз», планируется строительство Алимкентского и на базе Газлинского месторождения XIII горизонт ПХГ. Усложнение структуры газопроводов на ПХГ,

совершенствование технологии перекачивания газа без потерь все более усложняют задачу анализа функционирования и оперативного управления системы сбора и закачки газа на ПХГ. Трудность учета огромного числа различных факторов иногда приводит к нерациональному использованию газа, несогласованности в работе отдельных звеньев системы технологических трубопроводов и, в конечном итоге, к снижению экономической эффективности систем газопроводов. Использование методов системного анализа позволяет учесть множество факторов самого различного характера, выделить из них те, которые оказывают наибольшее влияние на общесистемные цели и критерии, и найти пути и методы оптимизации схемных решений систем газоснабжения.

При системном анализе газопроводы систем сбора и распределения газа произвольной конфигурации рассматриваются как системы, состоящие из большого числа взаимосвязанных и взаимодействующих элементов, и в допустимых границах исследуются как единый организм с учетом внутренних связей между отдельными элементами и внешних связей с другими системами и объектами.

Разработка методов анализа функционирования и оперативного управления систем газопроводов сбора и распределения газа при таком разнообразии в настоящее время приобретает характер актуальной проблемы.

В диссертации разработка этих методов, в отличие от ранее опубликованных работ, сводится к построению модели трубопровода и разработки методики определения оптимальных схемных решений систем газоснабжения с учётом сбора и закачки газа при обустройстве ПХГ.

**Степень разработанности проблемы.** Публикации, появившиеся за последние годы в отечественной и зарубежной печати, посвящены многочисленным теоретическим и прикладным вопросам моделирования технологических процессов трубопроводных систем. Значительный вклад в разработку теоретических и прикладных основ математического

моделирования и решение вопросов оперативного управления трубопроводных систем внесли Абуталиев Ф.Б., Альтшуль А.Д., Бергман Г.М., Бобровский С.А., Галиуллин З.Т., Гарляускас А.И., Грачев В.В., Дидкин И.И., Ещенов М.А., Кирия СВ., Коротаев Ю.П., Коблуков В.К., Кучин Б.Л., Миркин А.З., Назаров У.С., Новоселов В.Ф., Рахимов Ш.Х., Садуллаев Р., Хужаев И.К., Чарный И.А. и другие. В их трудах получены, в основном, модели и алгоритмы гидравлических расчетов при различных предположениях. Однако эти исследования носят, как правило, разрозненный характер, и практически отсутствует обобщение существующих методов. Кроме того, часто используемые модели, в основном, не носят универсального характера, а диапазоны их применяемости выбираются чисто интуитивно. В связи с этим в данной диссертационной работе сделано обобщение существующих методов моделирования систем газопроводов сбора и распределения газа на ПХГ как сложного технического объекта с целью получения адекватных моделей и алгоритмов для практического применения по анализу и оперативному управлению процессов транспортировки газа на ПХГ.

**Цель исследования.** Целью настоящей работы является оптимизация схемных решений систем газоснабжения и разработка технологических решений по системам сбора, компримирования и подготовки газа для увеличения его активного объема (на примере ПХГ Газли).

**Задачи исследования:**

1. Выполнить анализ схемных решений систем газоснабжения с подземными хранилищами газа.
2. Проанализировать основные методы оптимизации.
3. Выявить основные проблемы создания и эксплуатации подземных хранилищ газа;
4. Изучить существующих технологических схем сбора и закачки газа на подземных хранилищах газа;

5. Рассмотреть особенностей подземного хранения газа в выработанных нефтяных и газоконденсатных месторождениях;

6. Разработка принципиальной схемы наземного обустройства процесса функционирования ПХГ и дополнительной добычи нефти;

7. Разработка системы сбора газа, системы подготовки газа;

8. Разработка технологических решений по системе осушки газа.

**Предмет исследования.** Методические основы выбора оптимальной схемы сбора и распределения газа на подземных хранилищах газа.

**Объект исследования.** Обустройство системы сбора и распределения газа на подземных хранилищах газа.

**Научная новизна исследования:**

- осуществлена общая постановка задачи выбора оптимального управления режима функционирования систем сбора и распределения газа на ПХГ;
- разработана методика расчета оптимальной системы газопроводов сбора и закачки газа;
- предложен алгоритм решения задачи оптимального обустройства схем сбора и распределения газа.

**Практическая значимость.** Создан на основе комплексного решения задачи выбор оптимальной системы газопроводов, методическое, алгоритмическое обеспечение позволяет: 1) рассчитать режимы работы системы газопроводов двухфазных потоков, изменяющейся во времени структуры; 2) повысить достоверность информации о состоянии параметров режима работы газопроводов; 3) оценить измерения параметров функционирования системы газопроводов при различных условиях и оперативно управлять режимами работы системы в целом.

# ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СХЕМНЫХ РЕШЕНИЙ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С ПОДЗЕМНЫМИ ХРАНИЛИЩАМИ ГАЗА

## 1.1. Назначение и основные цели создания подземных хранилищ газа

Потребление природного газа различными группами потребителей характеризуется неравномерностью по временам года (лето-зима), по месяцам, неделям, суткам и часам суток. Особенно велика неравномерность сезонного газопотребления.

Для регулирования сезонной неравномерности газопотребления, пиковых нагрузок в зимний период и подачи газа в случае аварийных ситуаций используется газохранилища.

Сооружения и циклическая эксплуатация подземных хранилищ газа наиболее рациональный способ регулирования неравномерности газопотребления и резервирования больших объёмов газа.

Подземные хранилища газа обеспечивают:

- 1) покрытие сезонной неравномерности газопотребления, связанной с отопительной нагрузкой в зимнее время;
- 2) уменьшение капитальных вложений в магистральный газопроводов и компрессорные станции;
- 3) создание условий для ритмичной работы источников газа и сооружений магистральных газопроводов (МГ) с постоянной среднегодовой подачей при коэффициенте использования установленной мощности компрессорной станции (КС), близком к единице [57, 25];
- 4) создание государственных запасов газа (топлива и сырья для химических заводов) в необходимых районах страны;
- 5) сохранение нефтяного газа в новых нефтедобывающих районах и углеводородного конденсата при временной невозможности его использования;
- 6) увеличение коэффициента нефтеотдачи в старых нефтедобывающих районах в случае создания ПХГ в выработанных

нефтяных месторождениях;

7) создание запасов сырья и топлива для нефтехимических комбинатов и запасов готовой продукции после ее выработки;

8) уменьшение мощности завода по очистке от  $H_2S$  и  $CO_2$  и производству газовой серы [43];

9) повышение надежности работы системы дальнего газоснабжения в целом [50];

10) выравнивание колебаний потребления электроэнергии.

## **1.2. Технологические схемы сбора и закачки газа на подземных хранилищах газа**

Газ, закачиваемый в подземное хранилище газа (ПХГ), сжимается компрессорами до необходимого давления. В процессе сжатия газ нагревается и загрязняется парами компрессорного масла. Сконденсированные на забое скважины пары масла обвалакивают зерна песка, уменьшают сечение поровых каналов и фазовую проницаемость для закачиваемого газа. Это в свою очередь, способствует уменьшению расхода закачиваемого газа и повышению давления нагнетания. Поэтому нагретый газ перед закачкой в скважину охлаждают с целью уменьшения дополнительных температурных напряжений в фонтанной арматуре, обсадной колонне, цементном камне за колонной, избегания отрыва цементного камня от колонны и образования трещин в нём, т.е. для сохранения герметичности скважин [34].

В процессе хранения газ насыщается парами воды. При отборе с его потоками выносятся взвеси (песчинки, частицы глины, цементного камня и т.д.). Поэтому во многих случаях извлекаемый из хранилища газ очищается от твердых взвесей и осушается от влаги.

К поверхностному оборудованию ПХГ предъявляются следующие требования: 1) обработка отбираемого из ПХГ газа до товарных кондиций в

течение полного цикла отбора газа и подачи его в магистральный газопровод; 2) использование давления газа для получения товарных кондиций отбиаемого из хранилища газа; 3) дистанционное управление и контроль (эксплуатация без участия обслуживающего персонала); 4) соответствующие требования охраны окружающей среды [37].

Оборудование ПХГ предусматривает: компрессорные цехи, блоки осушки газа и очистки его от механических примесей и масла, газораспределительные пункты (ГРП) и скважины. Компрессорные цехи оснащены компрессорами, а также газомоторокомпрессорами. Для замера количества газа, закачиваемого и отбиаемого из скважин, удаления парообразной и капельной влаги из газа при отборе, регулирования давления закачки и отбора построены газораспределительные пункты, на которых на открытой площадке установлены сепараторы, отключающая арматура и здания, где находятся регулирующие клапаны и расходомеры для каждой скважины.

Закачка газа производится следующим образом. По газопроводу-отводу газ, предварительно очищенный от взвешенных твердых частиц и капельной влаги в вертикальных масляных пылеуловителях, направляется на прием газомоторных компрессоров для компримирования в две ступени. Затем газ поступает на установку очистки от компрессорного масла, где последовательно проходит через четыре ступени очистки: циклонные сепараторы 1 (горячий газ); циклонные сепараторы 2 (охлажденный газ); пылеуловители 3; угольные адсорбера 4 и керамические фильтры 5 [31].

В сепараторах улавливаются крупные частицы масла (20 - 30 мкм), а более мелкие частицы улавливаются в угольных адсорберах. Сорбентом служит активированный уголь в форме цилиндриков диаметром 3-4 мм и высотой 8 мм. Насыщенный маслом сорбент регенерируют при помощи пара.

Самая тонкая очистка газа от мелкодисперсных масляных частиц осуществляется в керамических фильтрах, имеющих определенные коэффициенты проницаемости и пористости. Керамический фильтр состоит из трубок, изготовленных из фильтрующего материала, один конец которых наглухо закрыт. Трубки помещены группами в прочный корпус. Показатель загрязнения трубок - увеличение перепада давления на входе и выходе фильтра выше 0,027 МПа. Регенерацию фильтрующих трубок осуществляют путем обратной продувки, промывки растворителями твердых и жидких частиц. Опыт эксплуатации сооружений по очистке газа от масла показал их достаточную эффективность. В 1000 м<sup>3</sup> газа, закачиваемого в пласт после очистки, содержится 0,4 - 0,5 г масла [14,30].

Пройдя эти аппараты, охлажденный и очищенный от масла газ поступает по газосборному коллектору на ГРП, где его поток разделяется по скважинам и замеряется количество газа, закачиваемого в каждую скважину.

Отбор газа производится следующим образом. При отборе газ из скважин поступает на ГРП по индивидуальным шлейфам. Извлекаемый из хранилища газ может выносить существенное количество песка, даже при очень небольших депрессиях (0,3 - 0,4 кгс/см<sup>2</sup>). Для предотвращения выноса песка или пласта в скважину ее забой оборудуют специальными фильтрами или призабойную зону скважин укрепляют вяжущими веществами.

Капельная влага отделяется от газа в сепараторах первой и второй ступени. Влага, улавливаемая в аппаратах ГРП, автоматически сбрасывается в специальные замерные емкости. Кроме того, здесь замеряется расход газа по каждой скважине [15].

Далее по газосборному коллектору газ поступает на установку осушки, откуда при температуре точки росы - 2°C попадает в МГ. Для осушки газа используется диэтиленгликоль (ДЭГ). Блок осушки состоит из котельной, двух - трех контакторов, выпарной колонны, холодильников-испарителей и насосной.

В контакторах газ барботирует через слой 94%-ного ДЭГа, находящегося на тарелках. ДЭГ поглощает пары воды, а осушенный газ поступает в верхнюю часть контактора, где установлена специальная насадка для улавливания капель ДЭГа, уносимых потоком газа. Насыщенный ДЭГ регенерируют при помощи перегретого пара в выпарной колонне. Влагу в виде пара отводят в атмосферу. Процесс осушки газа полностью автоматизирован. ДЭГ впрыскивается при помощи специального оборудования, улавливается в сепараторах и из отбойников подается на регенерацию

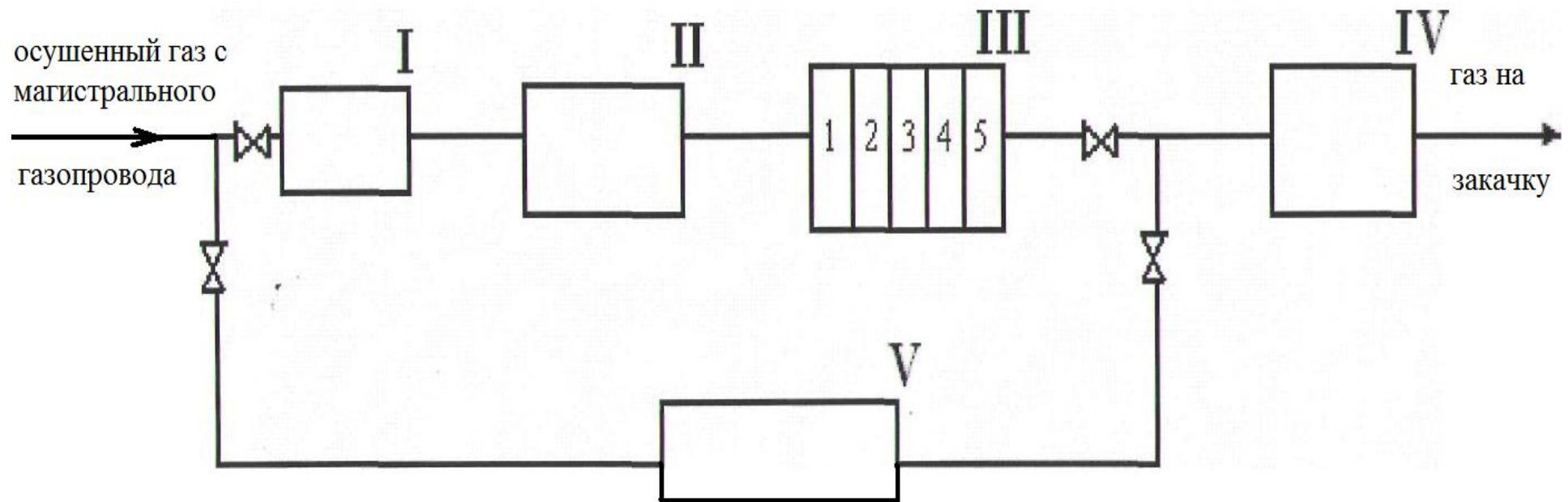


Рис. 1.1. Схема обустройства ПХГ

I - масляные пылеуловители; II - компрессоры; III - установка очистки от компрессорного масла; IV - газораспределительный пункт; V - блок осушки газа.

1 - циклонные сепараторы (горячий газ); 2 - циклонные сепараторы (холодный газ); 3 - пылеуловители; 4 - угольные адсорбераы; 5 - керамические фильтры

Наличие паров масла в сжатом газе, необходимость охлаждения его требуют строительства сложных и дорогостоящих установок и оборудования на территории ПХГ [54].

Для удешевления и упрощения технологии подготовки газа к закачке и обработки отбираемого из хранилища газа до товарных кондиций, целесообразно заменить громоздкие, тяжелые, малопроизводительные поршневые компрессоры многоступенчатыми центробежными нагнетателями. В качестве привода для центробежных нагнетателей можно использовать авиационные двигатели [35].

### **1.3. Подземное хранение газа в выработанных нефтяных и газоконденсатных месторождениях**

Опыт эксплуатации выработанного нефтяного месторождения позволяет получить его в качестве ПХГ. Факт существования нефтяного месторождения свидетельствует о герметичности кровли. Кроме того, известны объемы добытой нефти, газа и воды, изменение давлений и дебитов по скважинам, геолого-физические параметры пласта-коллектора и физические свойства нефти, газа и воды [56, 28].

Однако необходимо тщательно обследовать, выбрать и отремонтировать старые заброшенные или негерметичные скважины, изучить состояние и герметичность шлейфов, промысловых нефтепроводов, сепараторов и другого оборудования для возможности их использования в процессе подземного хранения газа, реконструировать промысловые газопроводы, построить новые установки для очистки и осушки газа, прорубить новые нагнетательно-добывающие скважины [51].

Одновременно с этим проводят исследования с целью определения будущих дебитов таких скважин, режима работы ПХГ, максимально

возможного объема извлечения нефти (остаточной), мероприятий по увеличению дебитов нагнетательно-добывающих скважин, изменения состава газа в процессе подземного хранения [19].

#### **1.4. Оптимизация систем и её задачи**

Оптимизация — это выбор из некоторого числа вариантов наилучшего. Под вариантом будем в дальнейшем понимать комплекс инженерных решений, приводящих к поставленной цели. Выбор наилучшего варианта называют также технико-экономическим обоснованием.

Чтобы операция оптимизации имела смысл, необходимо обеспечить принципиальную сравнимость (сопоставимость) рассматриваемых вариантов. Эта сравнимость заключается в гарантировании одинакового народнохозяйственного, социального и других эффектов, для чего все варианты должны удовлетворять ряду требований.

1. Во всех вариантах должно быть предусмотрено производство продукции, одинаковой по количеству и качеству. Например, можно сравнивать газораспределительные системы, обеспечивающие снабжение газом определенного контингента потребителей, но различающиеся количеством ступеней давления или числом ГРП; различные схемные решения систем газоснабжения с подземными хранилищами газа и различными режимами закачки и отбора газа и т. д.

2. Во всех вариантах должна быть отражена необходимая полнота технологического процесса, диктуемая конкретной постановкой задачи. Так, при выборе числа ГРП в данном микрорайоне необходимо учитывать влияние этого выбора на технико-экономические показатели газораспределительных сетей, но если выбору подлежит лишь технологическая схема ГРП или компоновка его оборудования, то можно локализовать рассмотрение вариантов рамками самого ГРП

(если, конечно, изменение стоимости ГРП не поставит вопрос о целесообразном изменении их числа в системе).

3. Варианты должны в равной степени обеспечивать технику безопасности и не угрожать здоровью и жизни людей на производстве и в быту. Так, не подлежат рассмотрению варианты использования угарного газа СО в качестве бытового топлива или прокладка электрических проводов без изоляции, или газификация агрегата (котел, печь и др.) без оборудования его автоматикой безопасности и т. д.

4. Варианты должны обеспечивать одинаковый уровень охраны окружающей среды, в первую очередь воздушных и водных бассейнов. Поэтому неприемлемыми являются варианты тепловой электростанции, где не предусмотрены мероприятия по борьбе с загрязнением воздуха золой, окислами серы, окислами азота и другими вредными веществами, или химический комбинат без необходимых сооружений по очистке сточных вод и т. д.

5. Варианты должны соответствовать планам развития народного хозяйства: общегосударственной политике повышения благосостояния трудящихся, разработке использованию полезных ископаемых (в первую очередь топлива), экспортной политике и т. д.

Например, известно, что газификация населения, проживающего в районах добычи дешевого местного топлива: угля, торфа и т. п., — не всегда экономически целесообразна, а газификация населенных пунктов в сельской местности часто обходится во много раз дороже, чем городов. Но несмотря на это, газификация в городах и в сельской местности будет развиваться.

6. Варианты должны обеспечивать необходимую надежность функционирования системы, оборудования и др.

7. Варианты должны по возможности отвечать одинаковым эстетическим, эргономическим и другим требованиям. Если варианты не

отвечают некоторым из этих требований, а сравнение все же необходимо, следует привести их к сопоставимому виду путем учета определенных дополнительных мероприятий. Например, в случае сравнения двух вариантов газоснабжения завода, из которых первый отличается большей надежностью, необходимо во втором варианте предусмотреть мероприятия по резервному топливобеспечению за счет организации мазутного или угольного хозяйства. В этом случае сравниваются варианты: газ и газ + резервное топливо, т. е. задача сравнения вариантов газоснабжения заменяется более широкой — сравнением вариантов топливоснабжения объекта.

Такие мероприятия могут локализоваться границами рассматриваемой системы (например, газоснабжение) или родственными ей системами (топливоснабжение, энергоснабжение), а иногда намного выходить из них [9]. Если решается вопрос выбора топлива для котельной или цементного завода, то необходимо помнить, что оборудование этих объектов (котлы, цементные печи) с переводом на газ повышает свою производительность. Следовательно, при отказе от газового топлива в пользу угля необходимо предусматривать расширение соответствующих цехов с установкой дополнительного оборудования и другие аналогичные мероприятия. После обеспечения перечисленных (а иногда и других) условий необходимо решить, по какому (каким) критерию будут оцениваться данные варианты, иначе говоря, что является основой для выбора, какой (какие) параметр системы следует оптимизировать.

При этом задача оптимизации может быть двоякой: обеспечение минимально необходимого значения величины, оценивающей экономичность системы (металлозатраты, стоимость сооружения, эксплуатационные затраты и др.) при выполнении заданной производственной программы, или обеспечение наилучшей производственной программы за счет определенных заданных затрат.

Обобщая эти задачи, можно сказать, что оптимизация — это получение наилучших результатов в данных (фиксированных) условиях.

Интерес к проблемам оптимизации газоснабжения носит в нашей стране традиционный характер. Одни из первых исследований в этом направлении были выполнены организованной в 1873 г. Киевской газоконтрольной станцией при технологической лаборатории Киевского университета. По утверждению автора работы [13] некоторые результаты этих исследований, выработанные более ста лет назад, не потеряли своего значения и теперь. Однако в условиях карликового масштаба производства и потребления газа в царской России практическая их ценность была невелика. Подлинное развитие идей оптимизации газоснабжения и их практическая реализация начались в послевоенный период, примерно с начала 50-х годов, как ответ на требования бурно развивающейся газовой промышленности.

Газораспределительные системы городов и населенных пунктов долгое время, пока основными поставщиками газа были промыслы, были одним из самых металлоемких и капиталоемких звеньев цепочки промысел—магистральный транспорт—распределительные системы—внутри объектные системы (до 40 % и более для некоторых городов).

В настоящее время резко увеличилась протяженность и стоимость магистрального транспорта газа, а удельный вес затрат по газораспределительным системам в процентном выражении упал (но не за счет снижения стоимости этих систем). Более того, можно ожидать тенденцию к увеличению удельных затрат на сооружение и эксплуатацию газораспределительных систем. Это объясняется тем, что в составе населенных пунктов, подлежащих газификации, будут преобладать города и поселки городского типа с населением 10—30 тыс. и менее, а также села, и населённые пункты, где численность населения еще меньше. Газораспределительные сети таких объектов из-за

специфики градообразующих факторов, режимов газопотребления и других условий отличаются большей капиталоемкостью по сравнению с системами больших и даже средних городов.

Кроме того, распределительные сети являются также весьма металлоемкими объектами, которые требуют огромных расходов одного из самых дефицитных видов проката — стальных бесшовных и сварных труб. Согласно КМК минимально допустимая толщина стенки газопроводов, укладываемых в землю, равна 3,0 мм. Однако выбор толщины стенки определяется не столько прочностным расчетом, сколько наличным сортаментом труб, выпускаемых отечественной промышленностью. Между тем выпускаемые трубы, как правило, имеют толщину стенки, превышающую необходимую в 2—3 раза и более, что намного увеличивает массу системы.

Из сказанного становится очевидным, что оптимизация газораспределительных систем является важным резервом снижения затрат металла и денежных средств, а разработка методов оптимизирующих расчетов имеет большое народнохозяйственное значение.

Постоянно развиваясь, наука оптимизации городских газораспределительных систем прошла ряд этапов. Вначале предметом изысканий было обеспечение наиболее представительного, «квалифицированного» показателя, определяющего технико-экономическую характеристику объекта. Здесь характерны переход от материальных показателей системы (в первую очередь металлоемкость) к стоимостным (капиталовложения, приведенные затраты), установление связи между ними, определение области действия тех или иных показателей. Необходимо сразу же отметить, что и в настоящее время материальные показатели в ряде случаев остаются надежным инструментом при проведении технико-экономических обоснований. Одновременно совершенствовался аппарат, все больше привлекались методы математического анализа (функциональный,

корреляционно-регрессионный), применялась электронно-вычислительная техника и т. д.

Одним из принципиальных моментов явилось использование в качестве управляющей переменной фактора времени в той или иной форме [24 и др.]. Это означало, что газораспределительные сети стали рассматриваться не как статические, сразу и окончательно сформировавшиеся сооружения, но как динамические, развивающиеся структуры.

Это явилось одним из следствий принципиально нового подхода к ряду явлений — отказа от детерминированных решений в пользу решений, учитывающих процессы развития систем и их вероятностный характер. Здесь дело в том, что между моментом завершения проекта системы (где определяются ее конструкция и основные параметры) и моментом полной реализации проекта проходит ряд лет. Поэтому трудно надеяться, что все исходные данные, положенные в основу проекта, сохранят свою достоверность. Город — это организм, развитие которого зависит от бесчисленного количества факторов, не всегда поддающихся точному расчету или прогнозу. Следовательно, можно говорить лишь о вероятности совпадения предусмотренных проектом ситуаций с реальной картиной в некотором году и вытекающей отсюда необходимости приведения системы в соответствие с объективно возникшими условиями. Такое приведение выливается в реконструкцию системы, что, естественно, удорожает ее.

В работе [58] это явление оценивается следующим образом: «Вероятность точного выполнения плана, полученного путем оптимизации на детерминированных моделях, по существу равна нулю». Конечно, добиться точного выполнения плана, т. е. полного совпадения прогнозируемой и реальной картины, вряд ли возможно. Однако опыт в основном успешной эксплуатации сотен газовых хозяйств говорит в пользу определенного (в пределах некоторого интервала), отвечающего

задачам практики совпадения, а следовательно, и в пользу оптимизационных мероприятий, применяемых при проектировании. Но со статистической неопределенностью исходных данных в части объемов газопотребления, дислокации потребителей и т. п. приходится считаться, и значение упомянутого интервала нуждается в пристальном изучении. Более существенным представляется другое обстоятельство. В последнее время городские газовые хозяйства функционируют в условиях ограниченных поставок газа, иначе говоря, в условиях дефицита на газ, особенно в зимнее время. При этом системе предъявляется новое условие — наилучшим образом приспособиться (адаптироваться) к такому явлению и обеспечить газоснабжение городских потребителей всех категорий с наименьшим народнохозяйственным ущербом (что понимать под ущербом и как его можно определить, будет сказано в гл. 5).

Выяснилось, что сформулированному выше условию — условию адаптивности — меньше всего отвечают оптимизированные системы. Это вытекает из самой их природы — максимального учета заданных условий и исключения всякой избыточности, т. е. резерва, который может пригодиться в непредвиденных ситуациях. Но поскольку ограничение городов в газе есть объективная реальность и избежать ее в ближайшее время вряд ли удастся, возникает вопрос: не потеряла ли смысл оптимизация вообще? Нет, не потеряла. Более того, в новых условиях ее значение возросло. Не приходится доказывать, что перерасход металла и денежных средств, характерный для неоптимизированной системы, сам по себе не гарантирует улучшения других ее качеств (надежности, адаптивности и пр.).

Анализ ряда проектов газовых сетей показал, что в них расчетный перепад давления реализован полностью, следовательно, пропускная способность сети исчерпана, но за счет перераспределения этого же перепада давления по участкам сети можно значительно

снизить металлоемкость газопроводов и стоимость их сооружения. Интересно отметить, что эффект такого оптимизационного мероприятия бывает намного больше предполагаемого. Так, согласно работе [37] при отклонении гидравлического уклона водопроводов на  $\pm 100\%$  от оптимального значения стоимость сетей увеличивалась не более чем на 10% - Влияние больших отклонений уклона на стоимость не исследовалось, видимо, исходя из предположения, что такие ошибки на практике маловероятны. Между тем в работе [64] описываются случаи, когда за счет перераспределения перепадов давления, принятых в реальных проектах, была получена экономия в 12—14 % и более. О порядке допущенных в этих проектах отклонений от оптимальных значений можно лишь догадываться.

Далее, зная искомое оптимальное значение исследуемого параметра  $x_0$  и принимая во внимание возможные отклонения реальных условий от исходных, законы их распределения и параметры этого распределения (дисперсию, математическое ожидание, моду и др.), можно осуществить переход от значения  $x_0$  к некоторому другому —  $x_Q$ , причем этот переход будет осуществляться по намеченному плану для достижения определенной цели, например увеличения надежности.

При этом, конечно, должны быть рассмотрены и оценены дополнительные факторы, отражающие связь надежности системы с ее стоимостными показателями. Если же такую связь почему-либо установить не удается, указанный переход можно осуществить, ориентируясь на экспертные оценки или другие критерии. Следовательно, система по-прежнему является оптимизированной, но оптимизация отражает более глубокое понимание процессов, происходящих в исследуемой системе.

Наиболее ярким примером здесь может служить проблема оптимизации эксплуатации газораспределительных систем, приобретающая в настоящее время исключительно важное значение.

Формально эта задача сводится к непрерывному или дискретному отысканию и осуществлению наилучших (оптимальных) режимов давления и потокораспределения газа во времени в течение всего года и во всех характерных узлах сети. Здесь учет требований адаптивности, надежности и других показателей, отражающих деятельность системы как динамический процесс, осуществляется в полной мере.

Однако для возможности реализации этих требований необходимо предусмотреть и осуществить ряд весьма дорогостоящих мероприятий, например АСУ ТП газоснабжения города для постоянного сбора и обработки информации, выработки решения, принятия решения, осуществления управления, анализа новой ситуации и др. Принципиальная целесообразность таких мероприятий и дополнительных затрат, связанных с их разработкой, сооружением и эксплуатацией, не вызывает сомнения.

Следовательно, в данном случае имеет место оптимизация на более высоком уровне, обеспечивающая не только наилучшие показатели самой газораспределительной системы, но и наиболее эффективное обеспечение потребителей газом (что и преследует искомое перераспределение газовых потоков).

Сформулированная выше общая проблема оптимизации распадается на ряд взаимосвязанных и обособленных задач, более или менее исследованных и решенных. Рассмотрению некоторых задач оптимизации схемных решений систем газоснабжения с подземными хранилищами газа посвящена настоящая работа.

## **Выводы по главе I**

1. Потребление природного газа различными группами потребителей характеризуется значительной неравномерностью по временам года, особенно в летний и зимний периоды. Анализ схемных решений систем газоснабжения с подземными хранилищами газа показал, что сооружение и

циклическая эксплуатация подземных хранилищ газа является наиболее рациональным способом регулирования неравномерности газопотребления и резервирования больших объёмов газа.

2. Существующая технологическая схема сбора и закачки газа на подземных газохранилищах предусматривает предварительную очистку газа от взвешенных твердых частиц и капельной влаги в вертикальных масляных пылеуловителях, двухступенчатое компримирование (сжатие) газа, очистку его от компрессорного масла в циклонных сепараторах горячего и охлажденного газа, в пылеуловителях, угольных адсорберах и керамических фильтрах, охлаждение газа перед закачкой в ПХГ.

3. Выработанные нефтяные и газоконденсатные месторождения могут быть использованы для подземного хранения газа. Однако при этом необходимо их тщательно обследовать, выбрать и отремонтировать старые заброшенные или негерметичные скважины, изучить состояние и герметичность шлейфов, промысловых нефтепроводов, сепараторов и другого оборудования для возможности их использования в процессе подземного хранения газа, реконструировать промысловые газопроводы, построить новые установки для очистки и осушки газа, прорубить новые нагнетательно-добывающие скважины.

4. Оптимизация схемных решений систем газоснабжения должна предусматривать разработку технологических решений для расширения действующего ПХГ, принципиальной схемы наземного обустройства процесса функционирования ПХГ и дополнительной добычи нефти, а также разработку технологических решений по системе осушки газа.

## ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ПХГ ГАЗЛИ

### 2.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В соответствии с заданием предусматривается закачка газа и отбор, обработка и подача газа в газопровод в объеме  $6,0 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{у.}$

Составы закачиваемого и отбираемого газа представлены в таблице 2.1. Прогнозные объемы закачки и отбора газа из ПХГ Газли при циклической эксплуатации представлены в таблице 2.

Существующая принципиальная технологическая схема сбора газа на ПХГ Газли приведена на рисунке 2.1. Структурная карта месторождения Газли показана на рисунке 2.2.

**Таблица 2.1 - Составы закачиваемого и отбираемого газа**

Наименование параметров	Значения	
1 Компоненты, % мольн.	Отбор из ПХГ	Закачка в ПХГ (усредненный)
CH <sub>4</sub>	93,5	92,97
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,33	3,58
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,68	0,81
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,13	0,14
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,18	0,23
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,16	0,21
H <sub>2</sub> S	-	-
N <sub>2</sub>	0,84	0,41
CO <sub>2</sub>	1,18	1,65
Итого	100,0	100,0
2 Молекулярная масса газа	17,374	17,576
3 Плотность при 20°C и 760 mm Hg, kg/m <sup>3</sup>	0,7247	0,7333
4 Низшая теплотворная способность газа, kkal/m <sup>3</sup> (норм.)	8224,7	8278,6
5 Содержание влаги, g/m <sup>3</sup>	2,0	0,9

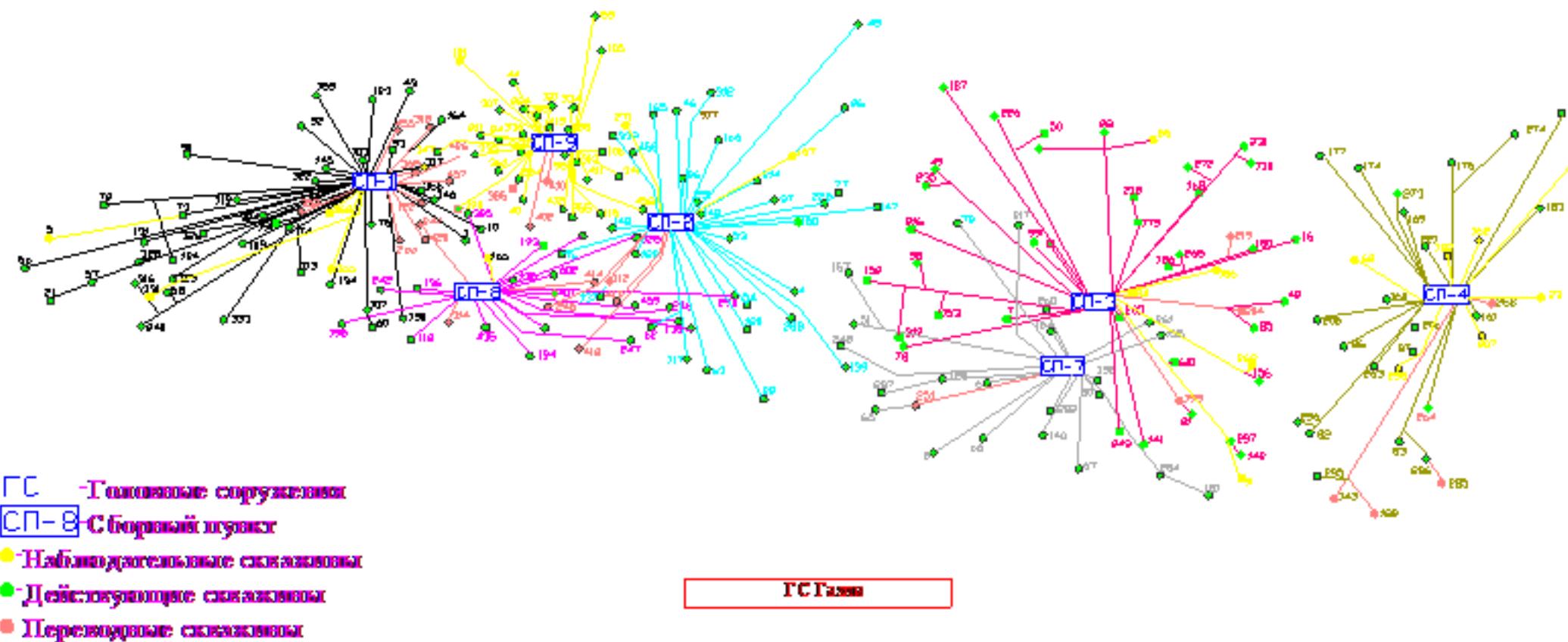
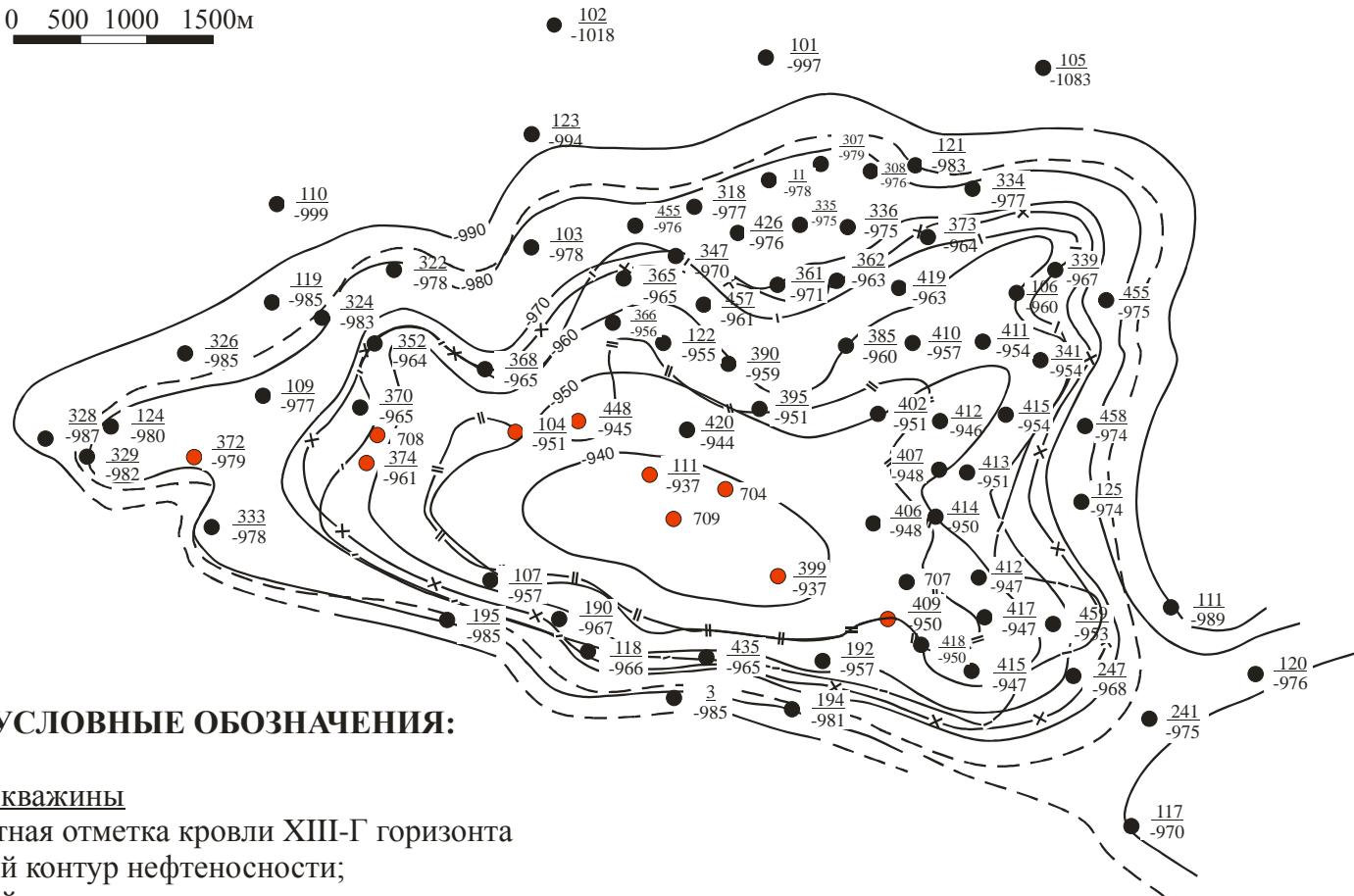


Рис.2.1.Существующая принципиальная технологическая схема сбора газа на ПХГ Газли

## МЕСТОРОЖДЕНИЕ ГАЗЛИ

Масштаб 1:50000

0 500 1000 1500M



## **УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:**

- 333  
-978 -номер скважины
  - абсолютная отметка кровли XIII-Г горизонта
  - внешний контур нефтеносности;
  - внешний контур газоносности;
  - внутренний контур нефтеносности;
  - внутренний контур газоносности

Рисунок 2.2

**Таблица 2.2 – Прогнозные объемы закачки и отбора газа из ПХГ Газли при циклической эксплуатации (Qакт.газа=6,0·10<sup>9</sup> м<sup>3</sup>)**

Месяцы	Продолжительность периода	Объем закачки газа, 1×10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup>				Средний дебит, 1×10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /д	Репрессия на пласт, kg/cm <sup>2</sup>	Объем газа в хранилище 1×10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup>	Пластовое давление, kg/cm <sup>2</sup>	Количество работающих скважин, ед.
		Среднесуточный	За период	За месяц	Нараставший					
На начало закачки								12672,1	11,60	
Март	6	30,0	180,0	510,0	510,0	127,6	3,11	13182,1	12,13	235
	11	30,0	330,0							
Апрель	10	30,0	300,0	900,0	1410,0	127,60	2,97	14082,1	13,06	235
	10	30,0	300,0							
	10	30,0	300,0							
Май	10	30,0	300,0	930,0	2340,0	127,60	2,79	15012,1	14,02	235
	10	30,0	300,0							
	11	30,0	330,0							
Июнь	10	30,0	300,0	900,0	3240,0	127,60	2,63	15912,1	14,95	235
	10	30,0	300,0							
	10	30,0	300,0							
Июль	10	30,0	300,0	930,0	4170,0	127,60	2,50	16842,1	15,91	235
	10	30,0	300,0							
	11	30,0	330,0							
Август	10	30,0	300,0	930,0	5100,0	127,60	2,37	17772,1	16,87	235
	10	30,0	300,0							
	11	30,0	330,0							
Сентябрь	10	30,0	300,0	900,0	6000,0	127,60	2,46	18672,1	17,80	235
	10	30,0	300,0							
	10	30,0	300,0							

Примечание: давление на устье скважин при закачке газа составляют от 14,8 kgf/cm<sup>2</sup> до 16,51 kgf/cm<sup>2</sup>

**Продолжение таблицы 2**

Месяцы	Продолжительность периода	Объем отбора газа, $1 \times 10^6 \text{ м}^3$				Средний дебит, $1 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{д}$	Депрессия на пласт, $\text{kgf}/\text{cm}^2$	Объем газа в хранилище $1 \times 10^6 \text{ м}^3$	Пластовое давление, $\text{kgf}/\text{cm}^2$	Устьевое давление, $\text{kgf}/\text{cm}^2$	Количество работающих скважин, ед.	
		Среднесуточный	За период	За месяц	Нарастающий							
<b>На начало отбора</b>								18672,0	17,79			
октябрь	5	40,0	200,0		640,0	640,0	105,00	1,88	18032,0	17,13	13,25	381
	11	40,0	440,0									
ноябрь	10	40,0	400,0		1200,0	1840,0	105,00	2,05	16832,0	15,89	11,84	381
	10	40,0	400,0									
	10	40,0	400,0									
декабрь	10	40,0	400,0		1240,0	3080,0	105,00	2,26	15592,0	14,61	10,35	381
	10	40,0	400,0									
	11	40,0	440,0									
январь	10	40,0	400,0		1240,0	4320,0	105,00	2,52	14352,0	13,33	8,81	381
	10	40,0	400,0									
	11	40,0	440,0									
февраль	10	40,0	400,0		1120,0	5440,0	105,00	2,73	13232,0	12,18	7,45	381
	10	40,0	400,0									
	8	40,0	320,0									
март	10	18,07	180,7		560,0	6000,0	47,40	0,83	12672,1	11,60	9,87	381
	10	18,07	180,7									
	11	18,05	198,6									

Примечание: При объеме закачки в сезон 2010 г. -  $6000,0 \times 10^6 \text{ м}^3$  пластовое давление на начало отбора составит  $17,79 \text{ kgc}/\text{cm}^2$

## **2.2. Технологические решения по системам сбора и подготовки газа при расширении ПХГ Газли**

### **2.2.1. Фактическое состояние системы сбора газа на ПХГ Газли**

В настоящее время газ, закачиваемый в ПХГ, поступает с УДП «Газлинефтегаздобыча» и АК «Узтрансгаз» по газопроводам:

- Учкыр-Газли  $d=1020$  mm с месторождений Учкыр и Гарби (УДП «Газлинефтегаздобыча»),
- Бухара-Урал I нитка  $d=1020$  mm с месторождения Янгиказган (УДП «Газлинефтегаздобыча»),
- Газли – Каган  $d=1020$  mm транзитный газ с КС-1 Каган (АК «Узтрансгаз»).

Природный газ с месторождений Учкыр и Гарби по газопроводу Учкыр-Газли и далее по существующим коллекторам-перемычкам направляется на СП-8 и СП-9 ПХГ. Транзитный газ с магистрального газопровода Газли – Каган через замерные узлы и далее по существующим коллекторам-перемычкам направляется для закачки в СП-1,2,3,4 и 7.

По состоянию на 13.03.2009 г. общий фонд действующих эксплуатационных скважин ПХГ составляет 256 скважин, в т.ч. переведенные с наблюдательного фонда в эксплуатационный - 21, переведенные с других горизонтов - 38.

На СП производится замер газа, который через распределительные коллекторы направляется в индивидуальные трубопроводы-шлейфы диаметром  $159 \times 4,5$  mm,  $219 \times 7$  mm,  $100 \times 7$  mm и  $168 \times 7$  mm на закачку в ПХГ.

### **2.2.2. Предлагаемая система сбора газа**

Предлагаемая технологическая схема обеспечивает работу ПХГ в режиме закачки газа и отбор, обработку и подачу газа в газопровод в объеме  $6,0 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/у с требуемыми параметрами и качеством.

Предлагаемая принципиальная технологическая схема сбора газа на ПХГ Газли приведена на рисунке 2.3.

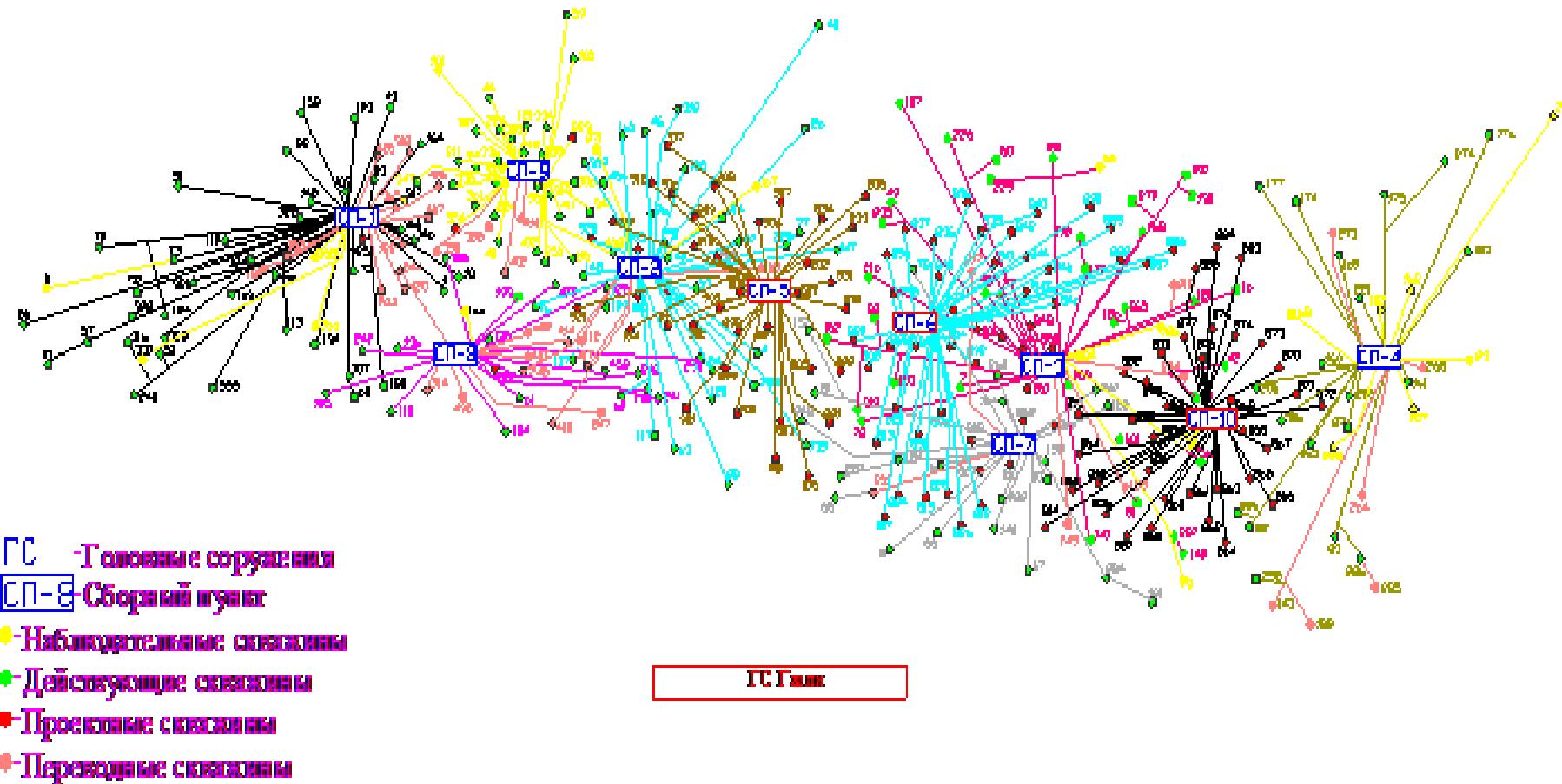


Рис.2.3. Предлагаемая принципиальная технологическая схема сбора газа на ПХГ Газли

Согласно техническому заданию и режимной карте закачки газа в ПХГ Газли для увеличения активного объема хранения природного газа до  $6,0 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{у}$  отбор газа из ПХГ производится фондом из 381 нагнетательно-эксплуатационных скважин, в том числе 256 действующих и 125 проектных. В связи с этим необходимо обустроить, запроектировать шлейфы и фонтанную арматуру 125 проектных скважин со строительством трех сборных пунктов СП-5, СП-6 и СП-10 и коллекторов от СП-5, СП-6 и СП-10 до ГС Газли. Согласно структурной карте расположения проектных скважин на ПХГ, проектные скважины, расположенные вблизи существующих СП, предлагается подключить к существующим СП. СП- 5, СП-6 и СП-10 предлагается расположить в районе наибольшего количества проектных скважин.

### **2.2.3. Режим закачки газа**

Закачка газа в ПХГ производится в период март-сентябрь. Продолжительность периода закачки 200 дней.

Режим закачки – бескомпрессорный. Максимальный объем закачки газа в ПХГ составляет  $30,0 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ .

В связи с тем, что в настоящее время давление газа, подаваемого на закачку на СП-8 и СП-9 с месторождений Учкыр и Гарби по газопроводу Учкыр-Газли, находится на уровне  $16,8-16,9 \text{ kgf/cm}^2$ , а согласно таблице 2, давление на устье скважин должно быть выше  $16,51 \text{ kgf/cm}^2$ , весь объем газа ( $30,0 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ ) для закачки в ПХГ необходимо будет отбирать с магистрального газопровода Газли –Каган (до ввода в эксплуатацию ДКС Учкыр) (фактическое давление в МГ Газли –Каган находится на уровне  $20,2-26,2 \text{ kgf/cm}^2$ ).

Предлагаемая схема закачки газа на ПХГ Газли представлена на рисунке

## 2.4.

Транзитный газ с магистрального газопровода Газли – Каган в объеме  $30,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  через замерные узлы с давлением 1,981 МПа (в начальный период закачки) направляется для закачки:

- на СП-1 и СП-2 по трем коллекторам от ГС до СП-2 и далее до СП-1 протяженностью 12,089 km диаметром  $d=1020/720/720 \text{ mm}$  (существующие),
- на СП-3 и СП-4 по трем коллекторам от ГС до СП-3 и далее до СП-4 протяженностью 12,013 km диаметром  $d=1020/720/720 \text{ mm}$  (существующие),
- на СП-7 по двум коллекторам от ГС до СП-7 диаметром  $d=720 \text{ mm}$  и длиной  $L=5,823 \text{ km}$  и  $L=2,415 \text{ km}$  (существующие),
- на СП-5 и СП-6 по общему коллектору от ГС до СП-5 и далее на СП-6 диаметром  $d=1020/720 \text{ mm}$  и длиной  $L=9,5 \text{ km}$  (проектный),
- на СП-10 по индивидуальному коллектору от ГС - СП-10 диаметром  $d=820 \text{ mm}$  и длиной  $L=9 \text{ km}$  (проектный).

Предварительный гидравлический расчет газопроводов при закачке газа в ПХГ приводится в таблице 3.

### 2.2.4. Режим отбора газа

Отбор газа из ПХГ производится в период октябрь-март. Продолжительность периода отбора 167 дней. Режим отбора – компрессорный.

Отбор газа из ПХГ в объеме  $6,0 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{у}$  производится фондом из 381 эксплуатационных скважин. При работе ПХГ в режиме отбора газ с устьевым давлением 13,25-9,87 kgf/cm<sup>2</sup> поступает по шлейфам на десять сборных пунктов СП-1,2,3,4,5,6,7,8,9,10, в.ч. числе три проектных – СП-5, СП-6 и СП-10. Максимальный суточный отбор газа из ПХГ составляет  $40,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , средний дебит скважин  $105,0 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ .

Сырой газ с 381 скважины СП-1,2,3,4,5,6,7,8,9 и 10 по существующим и

проектным коллекторам поступает на вход действующей (реконструируемой) дожимной компрессорной станции (ДКС).

Предварительный гидравлический расчет газопроводов при отборе газа из ПХГ приводится в таблице 4.

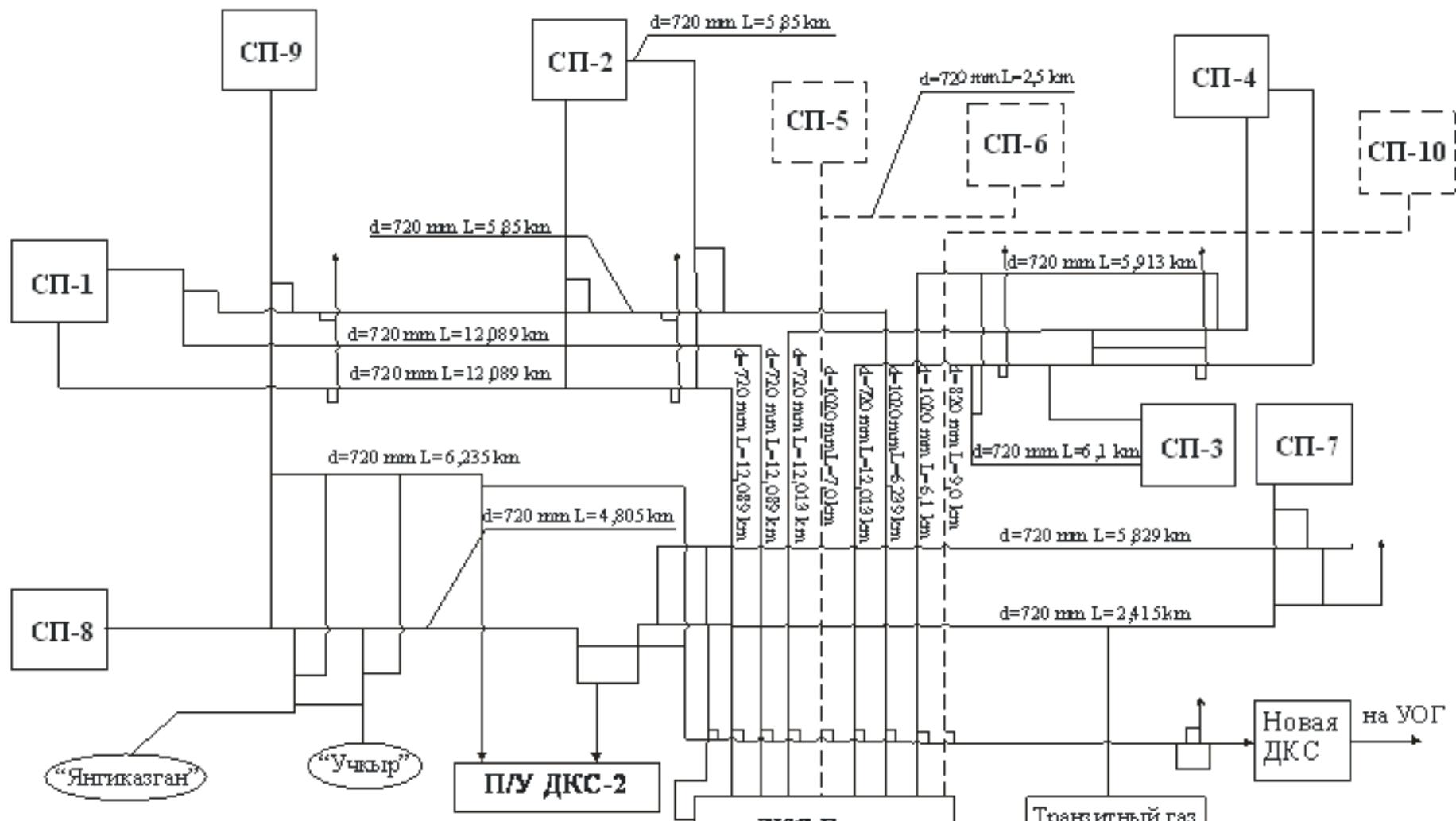


Рис.2.4.Схема подачи газа на вход КС Газли из ПХГ

**Таблица 3 – Предварительный гидравлический расчет газопроводов при закачке газа в ПХГ**

Наименование газопровода	Диаметр, mm	Длина, km	Начало		Конец			
			P <sub>Н</sub> , МПа	T <sub>Н</sub> , °C	P <sub>К</sub> , МПа	T <sub>К</sub> , °C		
<b>СП-1,2 (существующие)</b>								
(объем газа, поступающий на закачку на СП-1,2 согласно количеству подключенных скважин, составит $7,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ , в т.ч. на СП-1 – $4,3 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ , на СП-2 – $3,3 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ )								
ГС – СП-2	1020	6,239	1,981	40	1,973	36		
	720							
	720							
СП-2 – скв.	219x7	3,11	1,973	36	1,95	30		
СП-2 – СП-1	1020	5,85	1,973	36	1,97	31		
	720							
	720							
СП-1 – скв.	219x7	5,43	1,97	31	1,93	26		
<b>СП -3,4 (существующие)</b>								
(объем газа, поступающий на закачку на СП-3,4 согласно количеству подключенных скважин, составит $6,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ , в т.ч. на СП-3 – $3,9 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ , на СП-4 – $2,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ )								
ГС – СП-3	1020	6,1	1,981	40	1,975	35		
	720							
	720							
СП-3 – скв.	219x7	3,998	1,975	35	1,94	28		
СП-3 – СП-4	1020	5,913	1,975	35	1,974	28		
	720							
	720							
СП-4 – скв.	219x7	4,502	1,974	28	1,94	26		

**СП-7 (существующий)**

(объем газа поступающий на закачку на СП-7 согласно количеству подключенных скважин составит  $2,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ )

ГС - СП-7	720	5,823	1,981	40	1,978	32
	720	2,415	1,981	40	1,978	37
СП-7 - скв.	219x7	3,322	1,978	35	1,95	29

**СП-8,9 (существующие)**

(объем газа, поступающий на закачку на СП-8,9 согласно количеству подключенных скважин, составит  $4,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , в т.ч. на СП-8 –  $2,1 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , на СП-9 –  $2,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ )

ГС – СП-8	720	4,805	1,981	40	1,97	36
СП-8 – скв.	219x7	3,294	1,97	36	1,95	29
ГС – СП-9	720	6,235	1,981	40	1,96	36
СП-9 – скв.	219x7	2,54	1,96	36	1,94	28

**СП-5,СП-6 (проектные)**

(объем газа, поступающий на закачку на СП-5,6 согласно количеству подключенных скважин, составит  $5,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , в т.ч. на СП-5 –  $2,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , на СП-6 –  $2,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ )

ГС – СП-5	1020	7	1,981	40	1,968	37
СП-5 – скв.	219x7	2,7	1,968	37	1,96	31
СП-5 – СП-6	720	2,5	1,968	37	1,96	36
СП-6 – скв.	219x7	2,7	1,96	36	1,94	30

**СП-10 (проектный)**

(объем газа, поступающий на закачку на СП-10 согласно количеству подключенных скважин, составит  $2,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ .)

ГС – СП-10	820	9	1,981	40	1,96	35
СП-10 – скв.	219x7	2,7	1,96	35	1,94	29

**Таблица 4 – Предварительный гидравлический расчет газопроводов при отборе газа из ПХГ**

Наименование газопровода	Диаметр, mm	Длина, km	Начало		Конец	
			Р <sub>Н</sub> , МПа	T <sub>Н</sub> , °C	P <sub>К</sub> , МПа	T <sub>К</sub> , °C
<b>СП-1,2 (существующие)</b>						
Всего к СП -1 и СП -2 подключены 97 скважины, в т.ч. к СП-1 подключено 55 скважин, в т.ч. 5 наблюдательных (№ 3 оэ, 5, 317, 331, 368), 10 переводимых на другой горизонт (№ 2оэ,122,191,318,352,365,420,426,455,457) и 1 проектная (№ 925), к СП-2 подключено 42 скважины, в т.ч. 2 наблюдательные (№ 167 и 271), 5 переводимые на другой горизонт (№ 112,150,245,417,418) и 4 проектные (№ 912,913,915,920). Объем газа, поступающий со скважин на СП-1,2 при отборе согласно количеству подключенных скважин, составит $10,185 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ , в т.ч. с СП-1 – $5,775 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ , с СП-2 – $4,41 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ )						
СП-1 – скв.	219x7	5,43	0,731	30	0,65	25,6
СП-1 – СП-2	720	5,85	0,65	25,6	0,631	25,4
	720					
	720					
скв. – СП-2	219x7	3,11	0,675	26	0,631	25,3
СП-2-ДКС	1020	6,239	0,631	25,3	0,6	25,0
	720					
	720					
<b>СП -3,4 (существующие)</b>						
Всего к СП -3 и СП -4 подключены 83 скважины, в т.ч. к СП-3 подключено 50 скважин, в т.ч. 5 наблюдательных (№ 9,55,84,186,262), 4 переводимых на другой горизонт (№ 199,204,219,249) и 5 проектных (№ 802,848,849,850,851), к СП-4 подключено 33 скважины, в т.ч. 7 наблюдательных (№ 23,24,68,162,182,207,298) и 6 переводимые на другой горизонт (№ 143,189,264,268,273,285). Объем газа, поступающий со скважин на СП-3,4 при отборе согласно количеству						

подключенных скважин, составит  $8,715 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , в т.ч. с СП-3 –  $5,25 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , с СП-4 –  $3,465 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ )

скв. – СП-4	219x7	4,502	0,71	30	0,648	25,9
СП-4 – СП-3	1020	5,913	0,648	25,9	0,63	25,4
	720					
	720					
скв. – СП-3	219x7	3,998	0,69	26	0,63	25,2
СП-3 – ДКС	1020	6,1	0,63	25,3	0,6	25,1
	720					
	720					

#### СП-7 (существующий)

Всего к СП 7 подключены 31 скважина, в т.ч. 5 проектных (№ 808,810,816,827,852) и 2 переводимые на другой горизонт (№ 251,217). Объем газа, поступающий со скважин на СП-7 при отборе согласно количеству подключенных скважин, составит  $3,255 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ .

скв. - СП-7	219x7	3,322	0,66	30	0,618	26,5
СП-7-ДКС	720	5,823	0,618	26,5	0,6	25,8
	720	2,415	0,618	26,5	0,6	25,8

#### СП-8,9 (существующие)

Всего к СП -8 и СП -9 подключены 63 скважины, в т.ч. к СП-8 подключено 27 скважин, в т.ч. 1 наблюдательная (№ 103), 7 переводимые на другой горизонт (№ 244,247,314,407,414,435,602) и 1 проектная (№ 922), к СП-9 подключены 36 скважин, в т.ч. 1 наблюдательная (№ 101), 4 переводимые на другой горизонт (№ 385,390,402,410) и 2 проектные (№ 923,924). Объем газа, поступающий со скважин на СП-8,9 при отборе согласно количеству подключенных скважин, составит  $6,615 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , в т.ч. с СП-8 –  $2,835 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , с СП-9 –  $3,78 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ )

скв. – СП-9	219x7	2,54	0,731	30	0,69	27
СП-9-ДКС	720	6,235	0,69	27	0,6	26,4
скв. – СП-8	219x7	3,294	0,69	27	0,64	25,5

СП-8-ДКС	720	4,805	0,64	25,5	0,6	25,3
<b>СП-5 и СП-6 (проектные)</b>						
Всего к СП -5 и СП-6 подключены 71 проектных скважин, в т.ч. к СП-5 подключено 34 скважины, к СП-6 – 37 скважин. Объем газа, поступающий со скважин на СП-5,6 при отборе согласно количеству подключенных скважин, составит $7,455 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ , в т.ч. с СП-5 – $3,57 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ , с СП-6 – $3,885 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ .						
скв. – СП-6	219x7	2,7	0,7	30	0,66	26,8
СП-6- СП-5	720	2,5	0,66	26,8	0,62	26,6
скв. – СП-5	219x7	2,7	0,66	28	0,62	26,1
СП-5- ДКС	1020	7	0,62	26,1	0,6	25,8
<b>СП-10 (проектный)</b>						
Всего к СП -10 подключены 36 проектных скважин. Объем газа, поступающий со скважин на СП-10 при отборе согласно количеству подключенных скважин, составит $3,78 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$ ,						
скв. – СП-10	219x7	2,7	0,71	29	0,67	26,5
СП-10-ДКС	820	9	0,67	26,5	0,6	25,9

Прогнозные параметры эксплуатации ДКС в период отбора газа из ПХГ приводятся в таблице 5.

**Таблица 5 – Прогнозные параметры эксплуатации компрессорной линии ДКС в период отбора газа из ПХГ**

Месяцы	Максимальный среднесуточный объём газа, $10^6 \text{ м}^3/\text{д}$			Устьевое давление, МПа	Давление на входе в ДКС, МПа	Давление на выходе из ДКС, МПа
	Отбор из ПХГ	Подача на КС Газли	Подача на ДКС-5			
Октябрь	40,0	30,0	10,0	1,299	1,168	4,9-5,4
Ноябрь	40,0	30,0	10,0	1,123	0,992	4,9-5,4
Декабрь	40,0	30,0	10,0	1,015	0,884	4,9-5,4

Январь	40,0	30,0	10,0	0,864	0,733	4,9-5,4
Февраль	40,0	30,0	10,0	0,731	0,6	4,9-5,4
Март	18,07	18,07	-	0,968	0,90	4,9-5,4

На проектных сборных пунктах необходимо предусмотреть сепарационное оборудование на производительность:

для СП-5 на  $3,57 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$

для СП-6 на  $3,885 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$

для СП-10 на  $3,78 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ .

Принципиальная технологическая схема сепарации газа на проектных СП-5, СП-6 и СП-10 представлена на рисунке 2.5.

Отбиаемый из ПХГ газ компримируется на ДКС и подается на проектируемую установку осушки газа (УОГ). Осушенный газ из УОГ поступает на замерный узел и далее в магистральный газопровод Газли-Нукус.

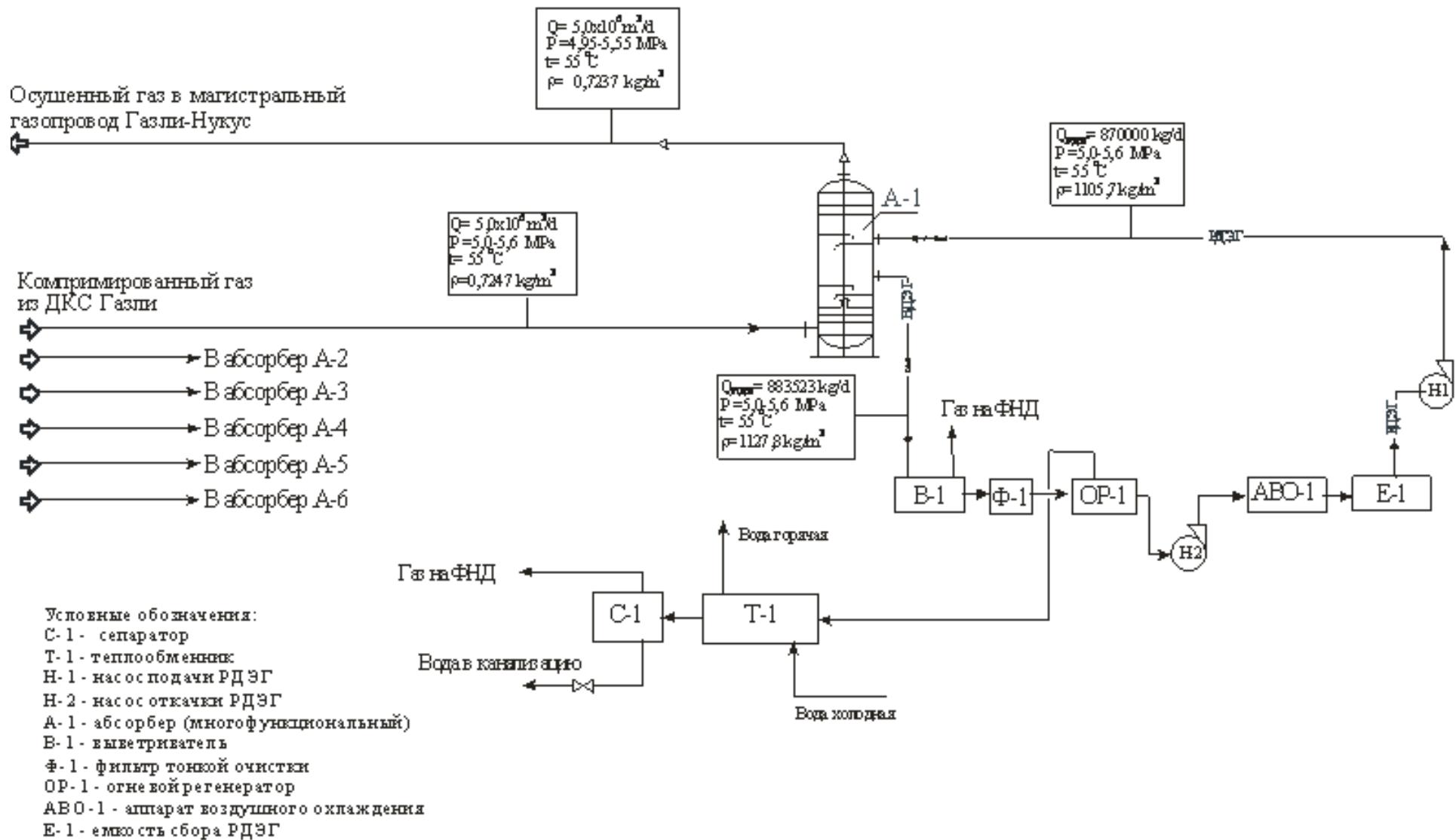


Рис.2.5. Принципиальная технологическая схема подготовки газа диэтиленгликолем после ДКС Газли

## **Выводы по главе II**

1. Разработаны технологические решения для расширения ПХГ Газли.
2. Определены прогнозные объемы закачки и отбора газа из ПХГ Газли при циклической эксплуатации. Технологические решения по системам сбора и подготовки газа при расширении ПХГ Газли Предлагаемая технологическая схема обеспечивает работу ПХГ в режиме закачки газа и отбор, обработку и подачу газа в газопровод в объеме  $6,0 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{у}$  с требуемыми параметрами и качеством
3. Предложена принципиальная технологическая схема сбора газа на ПХГ Газли. Режим закачки газа рассчитан на период март-сентябрь. Продолжительность периода закачки 200 дней. Режим закачки – бескомпрессорный. Максимальный объем закачки газа в ПХГ составляет  $30,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{д}$ .
4. Режим отбора газа рассчитан на период октябрь-март. Продолжительность периода отбора 167 дней. Режим отбора – компрессорный. Отбор газа из ПХГ в объеме  $6,0 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{у}$  производится фондом из 381 эксплуатационных скважин.
5. Выполнен предварительный гидравлический расчет газопроводов при закачке газа в ПХГ и предварительный гидравлический расчет газопроводов при отборе газа из ПХГ. Определены прогнозные параметры эксплуатации компрессорной линии ДКС в период отбора газа из ПХГ.

# ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ СХЕМЫ НАЗЕМНОГО ОБУСТРОЙСТВА ПРОЦЕССА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПХГ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Принципиальная схема сбора, транспорта и подготовки газа на ПХГ Газли приведена на рисунке 3.1.

Предлагаемая технологическая схема обеспечивает работу ПХГ в режиме закачки газа и отбор, обработку и подачу газа в газопровод в объеме  $800 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{у}$  с требуемыми параметрами и качеством.

## 3.1. Система сбора газа

### Режим закачки газа

Продолжительность периода закачки 180 дней. Для закачки газа в ПХГ необходимо строительство подводящего газопровода от газопровода Средняя Азия-Центр до ПХГ Газли диаметром 530x10 mm длиной 1,0 km. Режим закачки – компрессорный. Максимальный объем закачки газа в ПХГ составляет  $5,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{д}$ .

Сырой газ из подводящего газопровода с давлением 2,65 МПа поступает на вход дожимной компрессорной станции (ДКС), которую необходимо построить на промысле Газли для компримирования закачиваемого газа.

В состав модуля ДКС входят:

- Фильтр - сепараторы;
- Газоперекачивающие агрегаты;
- АВО газа компрессоров;
- Сепараторы компрессоров;
- Сепаратор на входе ГПА;
- Система обвязочных трубопроводов и арматура;
- Система топливного газа ГПА.

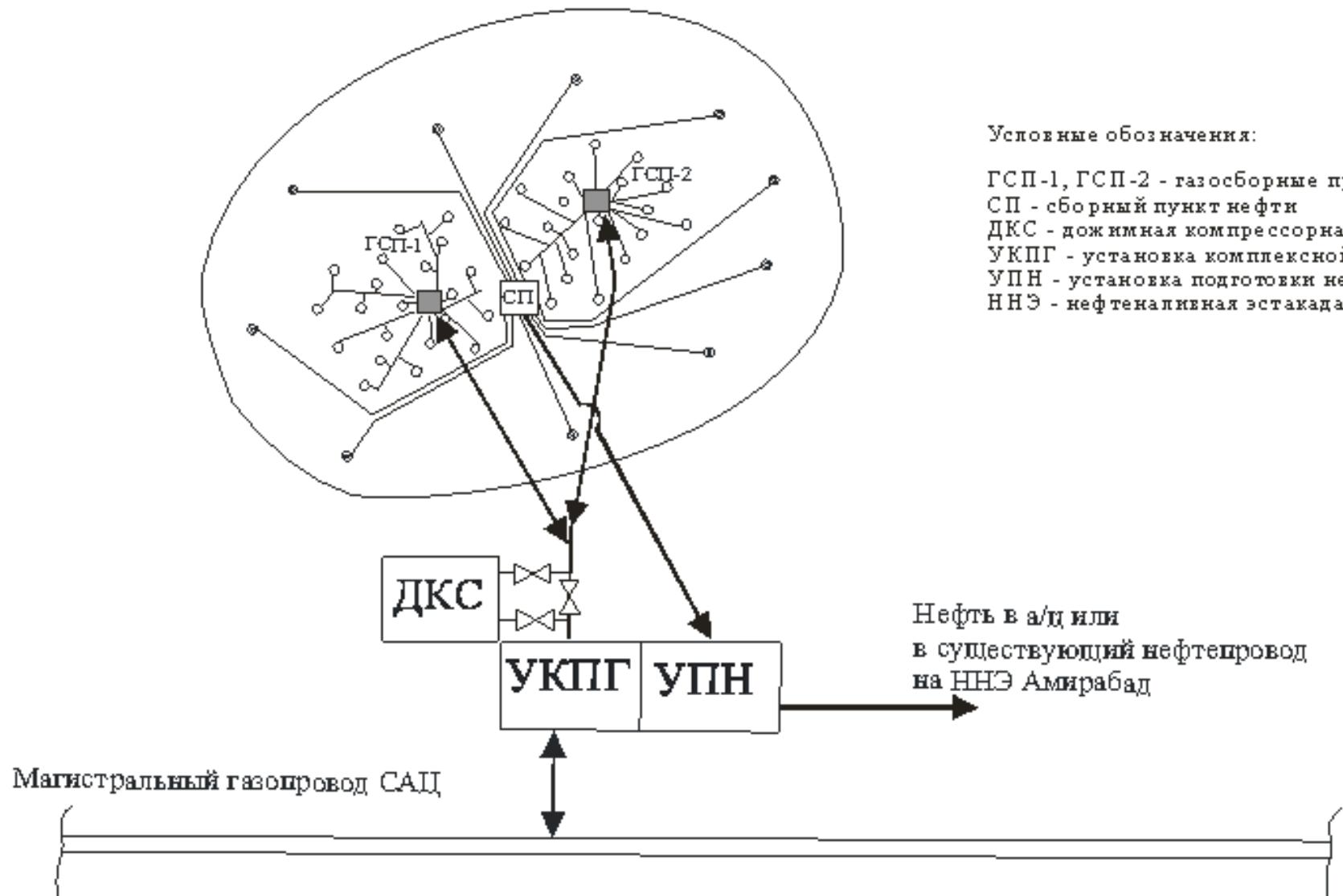


Рис.3.1. Схема сбора, транспорта и подготовки газа и нефти на ПХГ Газли

Компрессорный цех обеспечивает расчетную максимальную суточную производительность ДКС  $5,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  и расчетное максимальное давление нагнетания 13,0 МПа.

После компримирования газ с давлением 13,0 МПа по двум коллекторам диаметром 273x13 mm длиной 9 km направляется на два газосборных пункта (ГСП-1,2). Здесь производится общий замер газа, который через распределительные коллекторы направляется в индивидуальные трубопроводы-шлейфы диаметром 114x6 mm на закачку в ПХГ. Максимальная расчетная длина шлейфа 1,0 km. Закачка в ПХГ в объеме  $800 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{у}$  газа производится фондом из 19 нагнетательно-эксплуатационных скважин, максимальный дебит скважин составляет  $0,378 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{д}$ .

### **Режим отбора газа**

Продолжительность периода отбора 120 дней. Режим отбора – бескомпрессорный.

Отбор из ПХГ в объеме  $800 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{у}$  газа производится фондом из 30 эксплуатационных скважин. При работе ПХГ в режиме отбора газ с устьевым давлением 9,45-8,15 МПа поступает по шлейфам диаметром 114x6 mm на два газосборных пункта ГСП-1,2. Максимальный суточный отбор газа из ПХГ составляет  $8,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{д}$ , дебит скважин  $0,267 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{д}$ .

Сырой газ от ГСП-1,2 по коллекторам диаметром 273x13 mm длиной 9 km поступает на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Давление газа на входе УКПГ  $6,5 \div 6,0 \text{ МПа}$ .

### **3.2. Система подготовки газа**

Подготовка газа осуществляется на установке низкотемпературной сепарации с охлаждением газа за счет его расширения в турбодетандерном агрегате и использованием диэтиленгликоля в качестве антигидратного

ингибитора.

Принципиальная технологическая схема УКПГ на ПХГ Газли представлена на рисунке 2.4.

Максимальная производительность установки по объему обрабатываемого газа составляет  $8,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{д}$ . Для подготовки данного объема газа необходимы 2 рабочие технологические нитки производительностью  $5,0$  и  $3,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{д}$ .

Давление газа на входе УКПГ составляет  $6,5 \div 6,0 \text{ МПа}$ .

В состав УКПГ входят:

- установка низкотемпературной сепарации газа (УНТС) - 2 технологические нитки;
- установка огневой регенерации диэтиленгликоля;
- факельное хозяйство;
- узел хозрасчетного замера газа.

В состав технологической нитки УНТС входят:

- сепаратор С-101 первой ступени сепарации газа;
- теплообменник “газ-газ” Т-101;
- сепаратор С-102 второй ступени сепарации газа;
- теплообменник “газ-газ” Т-102;
- сепаратор С-0 для предотвращения попадания капельной жидкости в турбодетандерный агрегат (ТДА);
- блочный ТДА;
- низкотемпературный сепаратор С-103 третьей ступени сепарации газа;
- выветриватель В-201;
- узел замера продукции.

В состав установки огневой регенерации ДЭГ входят:

- теплообменник “насыщенный ДЭГ+жидкие углеводороды – горячий регенерированный ДЭГ” Т-301;

- теплообменник “насыщенный ДЭГ+жидкие углеводороды – парогазоконденсат из ОР-301” Т-302;
- разделитель Р-301 для смеси “насыщенный ДЭГ+жидкие углеводороды” из сепаратора С-103 УНТС;
- выветриватель В-301;
- огневой регенератор ДЭГ ОР-301;
- сепаратор рефлюкса С-301.
- емкость-сборник регенерированного ДЭГ Е-301;
- насос для перекачки горячего регенерированного ДЭГ из ОР-301 в емкость Е-301 – Н-302;
- насос впрыска регенерированного ДЭГ в теплообменники Т-102 УНТС – Н-301;

Нефтеконденсатная смесь из УКПГ (после В-201) направляется на установку подготовки нефти (УПН).

После УНТС осушенный газ поступает на установку коммерческого замера расхода газа и далее в соединительный газопровод Газли - газопровод Средняя Азия-Центр диаметром 530x10 mm длиной 1,0 km.

Давление газа на выходе УКПГ составляет 2,8-3,1 МПа.

Давление газа в точке врезки в газопровод Средняя Азия-Центр составляет 2,75-3,05 МПа.

Ниже приводится описание технологической схемы УКПГ.

Влажный газ с БВН распределяется на две технологические линии установки НТС и поступает в сепаратор первой ступени С-101, где за счет центробежных сил происходит отделение от газа основной массы жидкости и механических примесей.

После сепаратора С-101 сырой газ направляется в трубное пространство рекуперативного теплообменника Т-101, где охлаждается обратным потоком обработанного газа.

Из теплообменника Т-101 сырой газ поступает в сепаратор второй ступени С-102 для отделения жидкой фазы, выделившейся при охлаждении газа в теплообменнике Т-101.

После сепаратора С-102 сырой газ направляется в трубное пространство второго рекуперативного теплообменника Т-102, где охлаждается обратным холодным потоком обработанного газа.

Для предотвращения гидратообразования в поток влажного природного газа, в каждую секцию теплообменника Т-102, подается РДЭГ 80% массовой концентрации.

Из теплообменника Т-102 газ поступает в сепаратор С-0 для отделения жидкой фазы, выделившейся при охлаждении газа в теплообменнике Т-102, и предотвращения попадания капельной жидкости в турбодетандер.

После сепаратора С-0 сырой газ с давлением 5,75 МПа направляется в турбодетандер, где происходит расширение газа до давления 2,4 МПа. При этом температура обрабатываемого газа снижается до минус 10°C.

Для предотвращения гидратообразования в поток влажного природного газа, на входе в турбодетандер, подается РДЭГ 80% массовой концентрации.

Охлажденный газожидкостной поток поступает в низкотемпературный сепаратор третьей ступени С-103, где происходит отделение газа от насыщенного водой ДЭГа и углеводородного конденсата.

Очищенный и осушенный газ из сепаратора С-103 последовательно проходит межтрубное пространство рекуперативных теплообменников Т-102 и Т-101 и нагревается в них прямым потоком газа. Далее газ с давлением 2,3 МПа поступает в турбокомпрессор, расположенный на одном валу с турбодетандером, где компримируется до давления 3,1 МПа и через узел замера транспортируется по газопроводу-коллектору Газли - газопровод Средняя Азия-Центр диаметром 530x10 mm длиной 1,0 km.

Жидкая фаза (конденсат+пластовая вода) из сепараторов С-101 и С-102 технологических ниток проектируемой установки НТС, объединившись в один поток, направляется в выветриватель В-201.

В выветривателе В-201 при давлении 2,0 МПа происходит разгазирование жидких углеводородов. Газы дегазации из выветривателя В-201 направляются на факел высокого давления, жидкие углеводороды и вода – на УПН.

Смесь “НДЭГ+конденсат” из сепараторов С-0 и С-103 технологических ниток проектируемой установки НТС, объединившись в один поток, поступает на подогрев последовательно в трубное пространство теплообменников Т-301 и Т-302. В качестве теплоносителя в межтрубное пространство теплообменника Т-301 подается горячий регенерированный ДЭГ, в межтрубное пространство теплообменника Т-302 – парогазовая смесь с верха выпарной колонны огневого регенератора ОР-301.

В теплообменниках Т-301 и Т-302 смесь “НДЭГ+конденсат” нагревается и поступает в разделитель Р-301, где происходит отделение жидкой фазы от газовой и разделение смеси по плотности на НДЭГ и газовый конденсат.

Из разделителя Р-301 газы дегазации направляются на факел высокого давления; НДЭГ – в выветриватель В-301; конденсат на УПН в смеси с жидкостью из выветривателя В-201 УПК.

В выветривателе В-301 при давлении 0,3 МПа происходит разгазирование НДЭГ и он направляется в дефлегматор выпарной колонны огневого регенератора ОР-301, а газы дегазации – в общий коллектор факельных газов высокого давления.

В дефлегматоре выпарной колонны НДЭГ нагревается восходящим потоком парогазовой смеси и поступает в змеевик буферной емкости огневого регенератора ОР-301.

В змеевике буферной емкости НДЭГ нагревается за счет тепла регенерированного раствора ДЭГ и поступает в качестве питания в

среднюю часть выпарной колонны, где, стекая по насадке из колец “Рашига”, контактирует с восходящими горячими парами и газами.

Из выпарной колонны НДЭГ стекает в испаритель, где нагревается путем прямого контакта со стенками жаровой трубы и происходит собственно регенерация ДЭГ за счет испарения влаги.

РДЭГ с массовой концентрацией 80% из испарителя огневого регенератора ОР-301 через переточную камеру сливается в буферную емкость, где охлаждается холодным раствором НДЭГ.

Из буферной емкости регенерированный ДЭГ горячим насосом Н-302 откачивается в промежуточную емкость Е-301, предварительно охладившись в теплообменнике Т-301.

Из промежуточной емкости Е-301 РДЭГ насосом Н-301 подается в поток сырого газа, поступающего в теплообменник “газ-газ” Т-102 и в поток газа на входе в турбодетандер технологической нитки установки НТС.

Парогазовая смесь с верха выпарной колонны огневого регенератора ОР-301 поступает в теплообменник Т-302, где охлаждается потоком смеси “НДЭГ+конденсат”.

Сконденсировавшаяся в теплообменнике Т-302 жидкость – рефлюкс поступает в сборник жидкости С-301.

Из сборника жидкости С-301 несконденсировавшиеся пары и газы сбрасываются на факел низкого давления, а рефлюкс – в канализацию.

Подготовка газа по этой технологии обеспечивает показатели качества в соответствии с требованиями государственного стандарта OzDSt.

### **Выводы по главе III.**

1. Разработана принципиальная схема наземного обустройства процесса функционирования ПХГ и дополнительной добычи нефти.

2. Предложена система сбора газа, а также режимы закачки газа и отбора газа. Продолжительность периода закачки 180 дней. Режим закачки – компрессорный. Максимальный объем закачки газа в ПХГ составляет  $5,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ .

Продолжительность периода отбора 120 дней. Режим отбора – бескомпрессорный.

Отбор из ПХГ в объеме  $800 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{у}$  газа производится фондом из 30 эксплуатационных скважин. При работе ПХГ в режиме отбора газ с устьевым давлением 9,45-8,15 МПа

3. Подготовка газа осуществляется на установке низкотемпературной сепарации с охлаждением газа за счет его расширения в турбодетандерном агрегате и использованием диэтиленгликоля в качестве антигидратного ингибитора.

## ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СИСТЕМЕ ОСУШКИ ГАЗА

Разработка технологических решений по системе осушки газа выполнялась на основании предварительного технико-экономического обоснования по объекту “Строительство Дожимной компрессорной станции (ДКС) Газли, взамен существующих ДКС-2, ДКС-1, КС-0, ДКС-3, ДКС-4”.

В целях обеспечения экспорта газа в северном направлении в запланированных объемах необходимо строительство дожимной компрессорной станции Газли, взамен существующих ДКС-2, ДКС-1, КС-0, ДКС-3, ДКС-4. В соответствии с требованиями стандарта на качество транспортируемого газа необходимо строительство установки осушки газа (УОГ), располагаемой в районе ДКС Газли.

Разработка технологических решений по системе осушки газа осуществлена на объемы обработки  $27\text{-}30 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{д}$  (максимальный отбор газа из ПХГ в зимний период).

### 4.1. Исходные данные для выработки технологических решений

Исходным сырьем для УОГ является газ, поступающий из ПХГ Газли в период отбора.

Состав и характеристика газа, поступающего на УОГ, приведен в таблице 4.1.

**Таблица 4.1 – Состав и характеристика газа, поступающего на УОГ в период отбора из ПХГ**

1 Компоненты, % мольн.	Значения
CH <sub>4</sub>	93,5
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,33

C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,68
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,13
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,18
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,16
H <sub>2</sub> S	-
N <sub>2</sub>	0,84
CO <sub>2</sub>	1,18
O <sub>2</sub>	0,09
Итого	100,0
2 Молекулярная масса газа	17,374
3 Плотность при 20°C и 760 mm Hg, kg/m <sup>3</sup>	0,7247
4 Низшая теплотворная способность газа, kkal/m <sup>3</sup> (норм.)	8224,7
5 Содержание влаги, g/m <sup>3</sup>	2,0
6 Давление газа на входе УОГ, kgf/cm <sup>2</sup>	50-56
7 Температура газа на входе УОГ, °C	55
8 Объем осушаемого газа, ·10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /д	См. таблицу 2

**Таблица 4.2 – Объемы отбора газа из ПХГ Газли при циклической эксплуатации (Qакт.газа=3,0·10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>)**

Месяц	Продолжительность периода, дни	Объемы отбора газа из ПХГ Газли, ·10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>			
		Среднесуточный	За месяц	За период	Нарастающий
Ноябрь	10	20,0	200,0	200	200,0
Декабрь	10	23,0	230,0		430,0
	10	26,0	260,0		690,0
	11	27,0	297,0	787,0	987,0
Январь	10	27,0	270,0		1257,0
	10	27,0	270,0		1527,0
	11	27,0	297,0	837,0	1824,0
Февраль	10	27,0	270,0		2094,0
	10	27,0	270,0		2364,0
	8	25,0	250,0	740,0	2564,0
Март	10	23,0	230,0		2794,0
	10	21,0	210,0	440,0	3004,0

Согласно действующему государственному стандарту, регламентирующему основные требования на качество товарного природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам (Oz'DSt 948: 1999 “Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы”). Технические условия) при подготовке к транспорту требуется их осушка до определенной точки росы: минус 5 °С в зимний период года и 0 °С в летний период. Соблюдение требований стандарта обеспечивает транспорт газа практически в однофазном состоянии (с высоким коэффициентом гидродинамической эффективности).

Осушенный газ после УОГ через замерный узел товарного газа направляется в магистральный газопровод Газли-Нукус.

#### **4.2. Технологические решения системы подготовки газа**

Целью подготовки газа является извлечение влаги и тяжелых углеводородов для предотвращения конденсации их паров в магистральном газопроводе при транспорте. Недостаточная степень очистки и осушки транспортируемого газа – основная причина снижения пропускной способности магистральных газопроводов, увеличения расхода энергии на компримирование и др.

К качеству обработки природного газа, подаваемого в магистральные газопроводы, предъявляются определенные требования, выполнение которых должно обеспечивать нормальный транспорт газа и использование его у потребителей без осложнений, с соблюдением санитарных норм и условий безопасности.

Одним из основных показателей качества подготовки газа является его влагосодержание, так как при определенных термодинамических условиях и наличии капельной влаги возможно образование кристаллогидратов, а также коррозия газопроводов. Кристаллогидраты, отлагаясь на стенках газопровода, значительно снижают его пропускную

способность и тем самым ухудшают экономичность транспорта газа, а в отдельных случаях могут вызвать полное прекращение его подачи. Коррозия газопровода может привести к аварийным ситуациям. Осушка газа до необходимой точки росы исключает подобные явления. Следовательно, для обеспечения нормальной работы газопроводов осушка газа как метод борьбы с кристаллогидратами и коррозией является наиболее эффективным.

Выбор метода обработки газа должен определяться, прежде всего, составом, объемом углеводородного сырья, условиями, при которых газ поступает на установку обработки, и требованиями кондиции товарного газа.

На практике для подготовки природных газов в настоящее время применяют следующие процессы:

- адсорбционные - с использованием твердых адсорбентов влаги - селикагеля, цеолитов и др. Адсорбционные процессы применяют как для подготовки «тощих» газов к транспортированию, так и для глубокой осушки с последующей низкотемпературной переработкой газа, например, на установках получения пропан-бутановой смеси, гелия, и сжатия газов, используемых в качестве моторного топлива;

- абсорбционные - с использованием жидких поглотителей влаги или абсорбентов (обычно концентрированных водных растворов гликоля). Абсорбционные процессы в первую очередь применяют для осушки «тощих» газов, не содержащих тяжелые углеводороды выше порогового количества, т.е. того количества углеводородов, которое не служит препятствием для нормальной транспортировки газа;

- низкотемпературные - за счет дросселирования, использования расширительных машин, внешнего холода и т.д. Низкотемпературные процессы применяются при подготовке газа с значительным содержанием углеводородного конденсата.

Низкотемпературная сепарация газа нецелесообразна, так как содержание углеводородного конденсата незначительное и составляет 0,16 % мольн.

Сравнение адсорбционной и абсорбционной осушки газов показывает, что их технико-экономические показатели весьма близки и оба варианта технологии осушки газа могут использоваться практически одинаково успешно. В настоящее время большее распространение получил абсорбционный метод с применением диэтиленгликоля (ДЭГ) в качестве основного абсорбента.

Накопленный опыт работы установок диэтиленгликоловой осушки газа убедительно свидетельствует об их достаточной надежной работе и возможности практически постоянного соблюдения требований стандарта. При этом извлекается дополнительно некоторое количество конденсата, т.к. давление 5,0-5,5 МПа является давлением максимальной конденсации углеводородов  $C_{5+}$ .

#### **4. 2.1 Описание технологической схемы установки осушки газа**

Базовая технологическая схема абсорбционной обработки газа состоит в следующем. Природный газа поступает на УОГ, где через раздаточный коллектор (систему переключающей арматуры, гребенку и т.п.) обрабатывается на нескольких однотипных технологических линиях высокой производительности ( $3,0-10,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ ). В общем случае каждая технологическая линия включает: входной (первичный) сепаратор, абсорбер, фильтр (часто объединяемые в единый многофункциональный агрегат) и систему циркуляции ДЭГ. Общими для всех технологических линий является система регенерации насыщенного ДЭГ.

Производительность проектируемой установки осушки газа составляет  $30,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ .

В состав установки осушки газа входят:

- блок многофункционального абсорбера А-1;
- выветриватель В-1;
- блок огневого регенератора ОР-1;
- блок аппарата воздушного охлаждения АВО-1;
- емкость сбора регенерированного раствора ДЭГ Е-1;
- насосы откачки регенерированного раствора ДЭГ Н-1,2;
- теплообменник «парогазовая смесь-вода» Т-1;
- сборник жидкости С-1.

На рисунке 4.1 приведена принципиальная технологическая схема предлагаемой установки абсорбционной осушки газа.

Подлежащий осушке газ (после компрессорной станции) поступает в многофункциональный агрегат А-1, в верхнюю секцию которого в качестве абсорбента подается регенерированный раствор ДЭГ 98,0 % (масс.) концентрации. Осущеный газ из верхней части абсорбера поступает на замерный узел и далее в магистральный газопровод Газли-Нукус.

Насыщенный раствор ДЭГ с концентрацией 96,5% (масс.) направляется на технологические нитки установки регенерации ДЭГ. НДЭГ поступает в выветриватель В-301, где происходит разгазирование НДЭГ и далее направляется через фильтр тонкой очистки Ф-1 в огневой регенератор ОР-1, где происходит его регенерация за счет испарения влаги.

РДЭГ из буферной емкости горячими насосами Н-2 через аппарат воздушного охлаждения АВО-1 откачивается в промежуточную емкость Е-1.

Из промежуточной емкости Е-301 РДЭГ насосами Н-1 подается в многофункциональный агрегат А-1.

Парогазовая смесь с верха выпарной колонны огневого регенератора ОР-1 поступает в теплообменник «парогазовая смесь-вода» Т-1, где

охлаждается водой.

Сконденсированная в теплообменнике Т-1 жидкость (рефлюкс) поступает в сепаратор рефлюкса С-1.

Из сепаратора рефлюкса С-1 несконденсировавшиеся пары и газы сбрасываются на факел низкого давления, а рефлюкс – в канализацию.

#### **4.2.2. Расчет процесса абсорбционной осушки газа**

Предварительный расчет процесса абсорбционной осушки газа произведен по составу и параметрам газа, приведенным в таблице 1.

Производительность установки осушки газа  $30,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  по газу. Давление на входе в установку –  $50-56 \text{ kgf/cm}^2$ , температура – 55. Влагосодержание газа –  $2,0 \text{ g/m}^3$ .

Проведенные расчеты процесса осушки газа показывают, что для подготовки газа в объеме  $30,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  с регламентированным качеством потребуется строительство шести идентичных технологических ниток производительностью  $5,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  каждая.

Подача регенерированного раствора ДЭГ для осушки газа в объеме  $30,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  составит  $5220 \text{ t/d}$  или  $870 \text{ t/d}$  на одну технологическую нитку. Для осушки газа до температуры точки росы 0 – минус  $5^\circ\text{C}$  при температуре контакта  $30-35^\circ\text{C}$  концентрация РДЭГ должна составлять 98% масс. Насыщение влагой ДЭГ 2,5% масс., концентрация НДЭГ 96,5% масс.

Необходимо также предусмотреть две резервные технологические нитки.

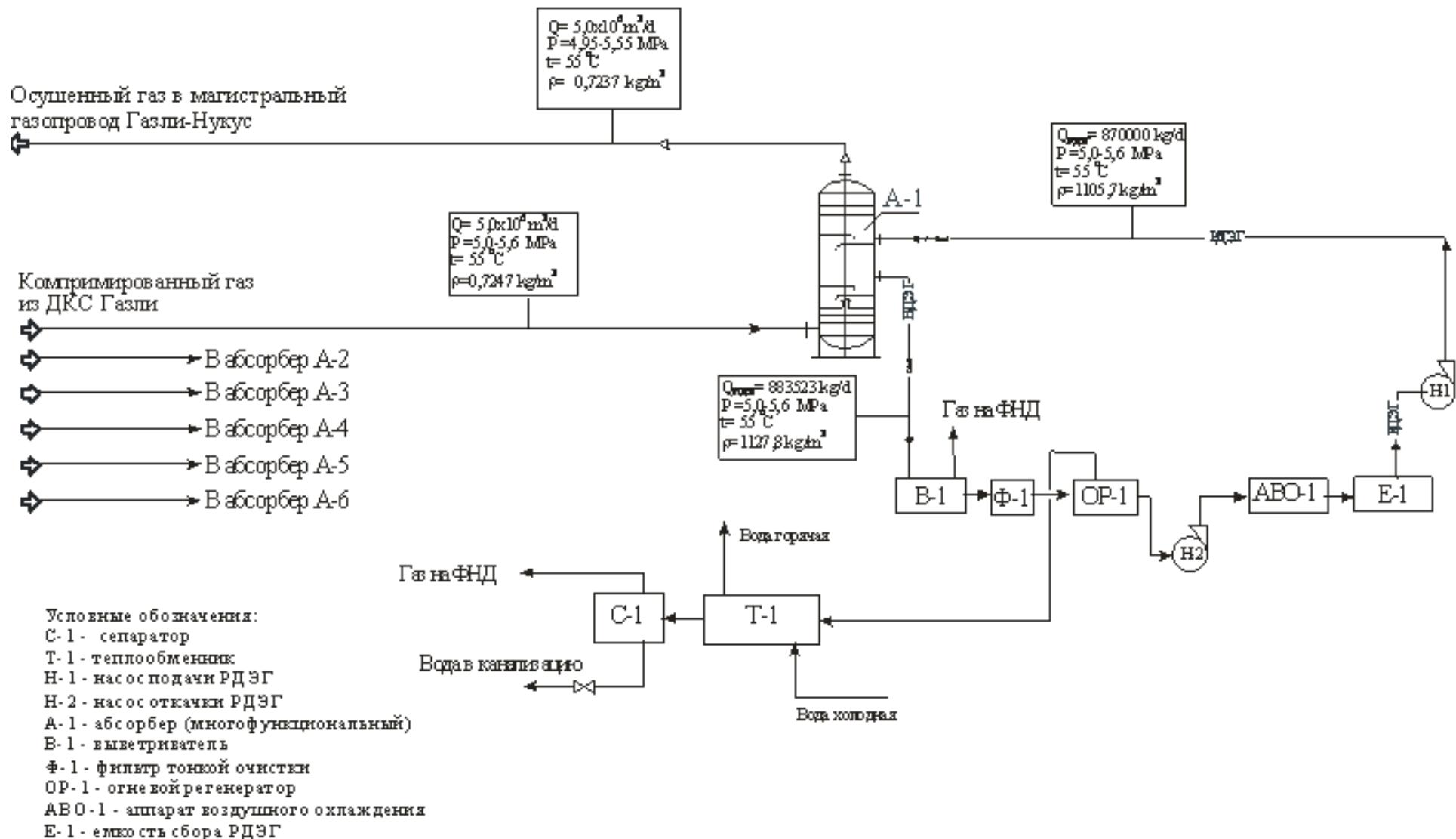


Рис.4.1. Принципиальная технологическая схема подготовки газа диэтиленглуколем после ДКС Газли

## **Выводы по главе IV.**

1. Разработаны технологические решения по системе осушки газа на объемы обработки  $27\text{--}30 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  (максимальный отбор газа из ПХГ в зимний период).

2. Предложены технологические решения системы подготовки газа. Проведенные расчеты процесса осушки газа показывают, что для подготовки газа в объеме  $30,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  с регламентированным качеством потребуется строительство шести идентичных технологических ниток производительностью  $5,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  каждая.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе проведен анализ многочисленных теоретических и прикладных методов моделирования технологических процессов трубопроводных систем. В связи с тем, что существующие методы не имеют общего характера и могут применяться только выборочно, то в данной диссертационной работе сделана попытка оптимизации схемных решений систем газоснабжения путем моделирования систем газопроводов сбора и распределения газа на ПХГ.

Результаты проведенных исследований позволяют сделать следующие основные выводы, имеющие практическую и теоретическую значимость.

1. На основе системного подхода и общих принципов исследования сложных систем выявлены основные проблемы функционирования, выделены специфические особенности системы сбора и распределения газа, предложена усовершенствованная концепция повышения эффективности системы сбора и распределения газа на ПХГ, определены соответствующие направления исследований.

2. По результатам анализа движения газа в системе скважина-шлейф установка подготовки газа (УПГ) установлена низкая эффективность использования энергии пласта в системе сбора и распределения газа на ПХГ. В результате анализа использования пластовой энергии в процессе сбора и подготовки газа к транспорту установлено, что основные потери пластовой энергии в наземном оборудовании приходятся на систему сбора и распределения газа на ПХГ.

3. На основе анализа и обобщения результатов исследования технологических особенностей эксплуатации системы сбора и распределения газа на ПХГ разработана структура сбора двухфазных потоков, позволяющая наметить пути повышения эффективности системы сбора и распределения газа на ПХГ.

4. Предложен метод определения оптимального диаметра газопровода системы сбора и распределения газа, отличающаяся способами установления и регулирования технологического режима работы с дожимной компрессорной станцией.

5. Разработана методика определения оптимизированного диаметра на основе усовершенствованной математической модели, для выбора оптимальных технологических параметров, отличающаяся минимальными приведенными затратами на обустройство системы сбора распределения газа на ПХГ. Рассмотрены основные проблемы создания подземных хранилищ газа: цели создания; технологические схемы сбора, распределения и обработки газа; в виде примера приведена схема обустройства ПХГ, с указанием процессов проводимых перед закачкой газа в ПХГ.

6. Проанализированы режимы работы системы сбора газа на ПХГ Газли для увеличения объема активного газа до 6,0 млрд.  $\text{м}^3$  в год.

7. Рассмотрены основные проблемы создания и эксплуатации подземных хранилищ газа;

8. Изучены существующие технологические схемы сбора и закачки газа на подземных хранилищах газа;

9. Рассмотрены особенности подземного хранения газа в выработанных нефтяных и газоконденсатных месторождениях;

10. Разработаны технологические решения для расширения ПХГ Газли;

11. Предложена система сбора газа, режим закачки газа, режим отбора газа;

12. Разработаны принципиальные схемы наземного обустройства процесса функционирования ПХГ и дополнительной добычи нефти; системы сбора газа, системы подготовки газа; технологические решения по системе осушки газа.

Одним из важнейших этапов в проектировании газопроводов системы сбора и распределения газа на ПХГ является определение наивыгоднейших в экономическом отношении основных параметров - диаметра труб и степени сжатия. Поэтому в данной работе была разработана методика расчета оптимальных параметров газопровода, которым соответствуют наилучшие экономические показатели (капитальные вложения, эксплуатационные расходы, затраты металла и др.). В разработанной методике в качестве критерия экономической оценки использован показатель приведенных затрат. Таким образом, оптимален тот вариант системы сбора и распределения газа, при котором расчетные приведенные затраты минимальны.

По объекту Дожимной компрессорной станции Газли, взамен существующих ДКС-2, ДКС-1, КС-0, ДКС-3, ДКС-4" разработаны технологические решения по системе подготовки газа на объем  $30 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ , направленных на получение очищенного и осушенного газа.

Предлагаемая технология предусматривает получение очищенного и осушенного газа, удовлетворяющего по качеству требованиям государственного стандарта O'zDSt 948 :1999 на газ, подаваемый в магистральный газопровод.

При этом для подготовки газа в объеме  $30 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  с регламентированным качеством требуется строительство шести идентичных технологических ниток производительностью  $5,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  каждая.

Предусмотрены также две резервные технологические нитки.

## **Список использованной литературы**

### **I.Право-нормативные документы**

1. «Конституция Республики Узбекистан». 8 декабря 1992.

### **II.Труды Президента Республики Узбекистан И.А.Каримова**

2. Доклад Президента Республики Узбекистан Ислама Каримова на заседании Кабинета Министров, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2012 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2013 год.  
[www.press-service.uz](http://www.press-service.uz).

3. Каримов Ислам Абдуганиевич. Мировой финансово-экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана.- Т.: Узбекистан, 2009.- 48 с.

### **III.Основная литература**

4. Абрамов Ю.С., Ланценберг В.Ф., Галас Н.М. Математическое моделирование разработки нефтегазового месторождения методом конечных элементов //Проблемы развития нефтяной промышленности Украины и Белоруссии. Сб. научн. тр. УкрГИПРОНИИнефть. Киев, 1985.
5. Азимов П.К., Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Абидов АА. Пути повышения добычи жидких углеводородов в регионах Узбекистана. Ташкент. НК «Узбекнефтегаз», ГОА «Узнефтегаздобыча», «УзбекНИПИнефтегаз», НПО «Нефтегазнаука», УзНИОНГП. Республиканская научно – техническая конференция «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Узбекистана». 20-21 мая 1996. Тезисы докладов. 1996.
6. Айбиндер А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. Москва. «Недра». 1993.
7. Александров А.В., Яковлев Е.И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа. Москва. «Недра». 1974.
8. Альтшуль А.Д. Гидравлическое сопротивление Москва. «Недра».

1970.

9. Альтшуль А.Д., Калицун В.И. Гидравлическое сопротивление трубопроводов. Москва. Стройиздат. 1964.
10. Альтшуль А.Д., Кисилев П.Г. Гидравлика и Аэродинамика. Издание второе. Москва. Стройиздат. 1975.
11. Арсланов А.А., Маслов В.М., Наджимитдинов А.Х. Моделирование и оптимизация технологических процессов сбора и подготовки газа группы месторождений Адамташ, Гумбулак, Джаркудук. Южная Тандырча. Сб. Проблемы разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений и промысловая обработка добываемого сырья. Ташкент. 1995. ч.1.
12. Базар В. И. Добыча и подготовка к транспорту нефти и газа. 1985.
13. Байков Н.П., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. Москва. «Недра». 1981.
14. Бекиров Т.М. Некоторые вопросы повышения эффективности работы технологических установок в заключительный период эксплуатации газоконденсатных месторождений. Москва. ВНИИЭгазпром. Газовая промышленность. (Экспресс-информация. Серия «Подготовка, переработка и использование газа. Отечественный производственный опыт. Выпуск 4). 1990.
15. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. Москва. «Недра». 1986.
16. Богомолов А. И., К.А. Михайлов «Гидравлика» 1979.
17. Бойко СИ., Мильптейн Л.М., Зиберт Г.К., Лиханова Л.Н. Разделение трехфазных смесей и эмульсий при сборе и переработке нефтяного газа. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений. Москва. ВНИИОЭНГ, 1990.
18. Бузинов С.Н., ПлотицЫн А.С. Проектирование разработки газового месторождения с применением методов оптимизации количества эксплуатационных скважин и компрессорных агрегатов //Газовая

- промышленность. 1981. N 12. Деп. во ВНИИЭгазпроме, Т323д.
19. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем. Москва «Недра». 1989.
  20. Гриценко А.И. Научные основы промысловой обработки углеводородного сырья. Москва. «Недра». 1977.
  21. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. Москва. «Недра». 1973.
  22. Гужов А.Ч., Титов В.Г., Медведев В.Ф., Васильев В.А. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. Москва. «Недра». 1978.
  23. Дейли, Хардеман. Механика жидкости. Под редакцией Васильева О.Ф. Москва. «Энергия». 1970.
  24. Деточенко А.В., Михеев А.Л., Волков М.М. Спутник газовика. Москва. «Недра». 1978.
  25. Жилин В.М., Кислев С.А., Низий Н.А. Изменение состава пластовой смеси в процессе разработки залежи на истощение. Москва. ВНИИЭгазпром. Газовая промышленность. (Реферативный сборник. Серия: Разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений. Выпуск 6.) 1992.
  26. Загорученко В.А., Бикентай Р.Н., Вассерман А.А., Журавлев А.М., Трошин А.К. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов. Москва. «Недра». 1980.
  27. Заде Л.А. Основы нового подхода к анализу сложных систем и процессов принятия решений. Математика сегодня. Москва. Знание. 1974.
  28. Задора Г. И., Ширковский А. И. Добыча и подземное хранение газа. 1974.
  29. Зарницкий Г.Э. Теоретические основы использования энергии давления природного газа. Москва. «Недра». 1968.
  30. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям.

- Москва. «Машиностроение». 1975.
31. Ионин А.А. Газоснабжение. Москва. Стройиздат. 1975
  32. Коротаев Ю.П., Сенюков Р.В. Методы оптимизации и их применение в задачах нефтяной и газовой промышленности. Ч. 111. Москва. «Недра». 1976.
  33. Лапшин В.И., Ендимов В.В., Алексеева И.В. и др. Методика проведения газоконденсатных исследований, определение составов и физико-химических свойств газовой и жидкостной составляющей пластового газа на АГКМ. ИРЦ Газпром. Москва. 2001.
  34. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Москва. «Недра». 1979.
  35. . Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Семенов Н.И. и др. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах. Москва. «Недра». 1969.
  36. Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Клапчук О.В. и др. Движение газожидкостных смесей в трубах. Москва. «Недра». 1978.
  37. Маслов В.М. Характер влияния параметров и режимов работы газосборной сети на эффективность промысловой подготовки газа. Сб. Передовой производственный и научно-технический опыт, рекомендуемый для внедрения в газовой промышленности. М.: ВНИИЭГазпром, вып.5, 1989.
  38. Методические указания для студентов. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. 1977
  39. Методы исследования операций и систем в добыче и транспорте нефти и газа. 1978
  40. Наджимитдинов А.Х. Основные научные проблемы техники и технологии добычи, переработки и транспорта газа. Ташкент. ЦПНТОНГП им. И.М.Губкина. Четвертая республиканская научно-техническая конференция молодых ученых и специалистов по геологии, бурению, добыче, переработке, экономике и использованию

нефти и газа. 19 - 21 ноября 1984. Тезисы докладов.

41. Новоселов В.Ф., Гольянов А.И., Муфтахов Е.М., Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газопроводов. Москва. «Недра». 1981.
42. Салимгареев Т. Ф. Расчет потерь в промысловых трубопроводах при движении жидкостных смесей. 1996
43. Синайский Э.Г. Разделение двухфазных многокомпонентных смесей в нефтегазопромысловом оборудовании. Москва. «Недра». 1990.
44. Синайский Э.Г. Влияние системы ввод-отбор на качество разделения газожидкостной смеси в сепараторах. Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ, 1983.
45. Синайский Э.Г. Влияние дросселирования газа на эффективность разделения газожидкостной смеси в сепараторах. Газовая промышленность, 1986.
46. Синайский Э.Г., Гуревич Г.Р., Кашицкий Ю.А. и др. Эффективность сепарационного оборудования в установках промысловой подготовки газа. Обзор сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. М.: ВНИИЭГазпром, 1986.
47. Сперанский Б.В., Бурмистров А.Г., Истомин В.А. и др. Совершенствование систем сбора сероводородосодержащих газов на завершающей стадии эксплуатации месторождений. Москва. ВНИИЭГазпром. Газовая промышленность. (Обзорная информация. Серия: Подготовка и переработка газа и газового конденсата. Выпуск 10). 1988.
48. Справочник по гидравлическим расчетам. Под редакцией Кисилева П.Г. «Энергия». 1972.
49. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. Под редакцией Дерцакяна А.К. Москва. «Недра». 1977.
50. Стандарт О. Т. Методика определения остаточного ресурса

- нефтепромыслового трубопровода. 1983.
51. Технические указания по расчету напорного гидравлического транспорта.
52. Тривус Н.А., Тихоненко Н.Ф., Федорин Е.П. Повышение эффективности работы низкотемпературного сепаратора. Газовое дело. 1972.
53. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Под редакцией Юфина В.А. Москва. «Недра». 1978.
54. Фатихов В.А., Маслов В.М., Суэтин Ю.И. и др. Состояние и перспективы - технического перевооружения Мубарекского ГПЗ. Обзор, сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. М.: ВНИИЭГазпром, вып.9, 1987.
55. Федоров Н.Ф., Курганов А.М. Справочник по гидравлическим расчетам. Ленинград. «Стройиздат». 1973.
56. Хван Г.Д., Салимов А.Х., Абдуназаров А.Б., Ишанкулов А.А. Результаты исследования работы системы «устье скважины - выкидная линия -газосборный пункт - установка промысловой подготовки газа - головные сооружения». Москва. ВНИИЭгазпром. Газовая промышленность. (Экспресс -информация. Серия: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Отечественный производственный опыт. Выпуск 3). 1991.
57. Ходанович Е.И., Кривошней Б.А., Бикчентай Д.Н. Тепловые режимы магистральных газопроводов. Москва. «Недра». 1971.
58. Чугаев Р.Р. Гидравлика. Москва. Энергия. 1970.
59. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. 1979.

#### **IV. Дополнительная литература**

60. Ширковский А. И. Подземное хранение газа. 1980.
61. Экономика строительства магистральных трубопроводов. Под

редакцией Семенова Б.Н. Москва. «Недра». 1977.

## **VI. Сайты интернет**

62. <http://ekomaktab.uz/index.php/practical-work/101-2011-04-21-06-24-58>
63. <http://zelife.ru/ekoplanet/climate/14557-vozduhbigcity.html# addcomments>
64. <http://uznature.uz/rus/newsmain/512.html>