

Министерство высшего и среднего специального образования
Республики Узбекистан
Каршинский инженерно-экономический институт



Отдел магистратуры

В правах рукописи
УДК 622.815

Элмуродов Элбек Юсуп угли

«Особенности подготовки газа на месторождении
Шуртан»

Специальность: 5A311901-Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Диссертационная работа на соискание академической степени
магистра

Научный руководитель:

 доц. Б. Ш. Акрамов

«15» июнь 2015 год

Карши – 2015 г.

«Утверждаю»
Зав. Кафедры «РЭНГМ»
Эрматов Н.Х.
« 15 » ИЮНЬ 2015 год

ПЛАН-ЗАДАНИИ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ МАГИСТРОСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

В мае 2015 года предоставить диссертационную работу на тему «Особенности подготовки газа на месторождении Шуртан» утвержденный постановлением «20» 11.2013г на заседании кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Каршинского инженерно – экономического института в оконченном виде под надзором научного руководителя Акрамова Б.Ш., Элмуродовым Э.Ю.

В данной выпускной работе освещены вопросы анализа двух подходов организации процесса НТС на эффекте Джоуля-Томпсона, т.е. штуцером регулирующим и турбодетандерным агрегатом. Проанализированы результаты возможного решение проблем по уменьшению затрат энергии и повышению эффективности производства товарного продукта.

Окончание первой копии магистерской диссертации

Глава – 1. Краткий анализ состояний разработки месторождения Шуртан 10.06.13 – 01.07.14 гг.

Глава – 2. Основные аспекты системного анализа технологического процесса подготовки газа. Пути его практической реализации 01.07.14 – 10.12.14 гг.

Глава – 3. Технологическая схема и технологические процессы подготовки газа на месторождении Шуртан 01.07.14 – 10.12.14 гг.

Задание выданной научным руководителем в мае 2015 года после предзащиты:

1. Укрупнить работу
2. Добавить слайд сравнительную таблицу эффектов.
3. Проработать все слайды, добавить выводы.

Задание получил Элмуродов Э.Ю. «15» ИЮНЬ 2015 г.

А Н Н О Т А Ц И Я

На магистерскую диссертацию «Особенности подготовки газа на месторождении Шуртан»

Элмуродов Элбек магистранта 2-курса 5А311901-Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Диссертационная работа направлена на подготовку исходной геолого-технической информации для проектирования дальнейшей разработки газоконденсатного месторождения Северный Гузар и для повышение компонентоотдачи газоконденсатного месторождения .

Научная новизна работы - Разработаны рекомендации по повышению компонентоотдачи и дальнейшей разработки газоконденсатного месторождения .

Актуальность работы - Подготовка обоснованной исходной геолого-технической информации направленные для дальнейшего разработки месторождений является актуальным вопросам.

Цель диссертационной работы – Анализировать текущую состояния и геолого-технические условия разработки, рекомендации и предложения для дальнейшей разработки месторождения .

Задача диссертационной работы - **является анализ проведенный гидродинамических исследований с целью увеличения нефтеотдачи пластов и дальнейшей разработки месторождений .**

Предмет исследования – предметом исследования – дальнейшая эксплуатация и разработка месторождения .

Объектом исследования - является газоконденсатное месторождение Северный Гузар.

Теоритические и дидактические основы работы - поиск решений направленных на рациональное использование и компонентоотдачи природных ресурсов и обусловленность , направленность предложений и рекомендации на максимальное извлечение жидких углеводородов из пласта является теоритическим и дидактическими основами работы . **Практическая значимость** – Полученные

теоритические выводы и практические рекомендации можно внедрять на нефтегазовых месторождениях.

В введение – даны информации о сырьевой базе Узбекистана по жидким углеводородным ресурсам, характеризуется структура нефтегазоконденсатных месторождений с относительно небольшими геологическими запасами нефти.

На первой главе- Рассмотрены и анализированы обзор методов промысловых исследований газоконденсатных месторождений , так как по материалам исследования можно будет оценить и обосновать все необходимые технологии.

На второй главе- Рассмотрен анализ особенностей геологического строения и текущего состояния разработки месторождения Северный Гузар потому что объектом исследования был выбран месторождения Северный Гузар

На третьей главе – Подготовка исходной геолого-технической информации для проектирования дальнейшей разработки газоконденсатного месторождения Северный Гузар и по каждой главе даны выводы .

А Н Н О Т А Ц И Я

На магистерскую диссертацию Особенности подготовки газа на месторождении Шуртан”

Элмуродов Элбек магистранта 2-курса 5A311901-Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Диссертационная работа направлена на подготовку исходной геолого-технической информации для проектирования дальнейшей разработки газоконденсатного месторождения Северный Гузар и для повышение компонентоотдачи газоконденсатного месторождения .

Научная новизна работы - Разработаны рекомендации по повышение компонентоотдачи и дальнейшей разработки газоконденсатного месторождения .

Актуальность работы - Подготовка обоснованной исходной геолого-технических информации направленные для дальнейшего разработки месторождений является актуальным вопросам.

Цель диссертационной работы – Анализировать текущую состояния и геолого-технические условия разработки, рекомендации и предложения для дальнейшей разработки месторождения .

Задача диссертационной работы - **является анализ проведенных гидродинамических исследований с целью увеличения нефтеотдачи пластов и дальнейшей разработки месторождений .**

Предмет исследования – предметом исследования – дальнейшая эксплуатация и разработка месторождения .

Объектом исследования - является газоконденсатное месторождение Северный Гузар.

Теоритические и дидактические основы работы - поиск решений направленных на рациональное использование и компонентоотдачи природных ресурсов и обусловленность , направленность предложений и рекомендации на максимальное извлечение жидких углеводородов из пласта является теоритическим и дидактическими основами работы . **Практическая значимость** – Получанные теоритические выводы и практические рекомендации можно внедрять на нефтегазовых месторождениях.

В введение – даны информации о сырьевой базе Узбекистана по жидким углеводородным ресурсам, характеризуется структура нефтегазоконденсатных месторождений с относительно небольшими геологическими запасами нефти.

На первой главе- Рассмотрены и анализированы обзор методов промысловых исследований газоконденсатных месторождений , так как по материалам исследования можно будет оценить и обосновать все необходимые технологии.

На второй главе- Рассмотрен анализ особенностей геологического строения и текущего состояния разработки месторождения Северный Гузар потому что объектом исследования был выбран месторождения Северный Гузар

На третьей главе – Подготовка исходной геолого-технической информации для проектирования дальнейшей разработки газоконденсатного месторождения Северный Гузар и по каждой главе даны выводы .

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	14
Глава I. Краткий анализ состояния разработки месторождения Шуртан ...	17
1.1 Общие сведения о месторождении Шуртан.....	17
1.2 Анализ текущего состояния разработки.....	20
1.2.1 Анализ состояния действующего фонда скважин.....	20
1.2.2 Динамика изменения основных технологических показателей разработки месторождения Шуртан	24
1.3 Динамика пластового давления и оценка дренируемых запасов газа по методу падения давления	32
1.4 Динамика изменения газоконденсатной характеристики в процессе разработки месторождения	40
1.5 Фактические и проектные показатели разработки	50
Выводы по первой главе	59
Глава II. Особенности системы сбора, промысловой подготовки и внутрипромыслового транспорта газа и конденсата на месторождении Шуртан	60
2.1 Краткие сведения об обустройстве промысла Шуртан	60
2.2 Рекомендации по антикоррозионной защите скважин и	85
наземных коммуникаций.....	85
2.3 Рекомендации по контролю за разработкой месторождения.....	88
Выводы по второй главе	92
Глава III. Сопоставительный анализ процесса охлаждения газа	93
3.1 Дросселирование (эффект Джоуля — Томпсона)	94
3.2 Расширение с совершением внешней работы (турбодетандерный агрегат)	94
3.3 Вихревой эффект (эффект Ранка — Хильша).....	95
Выводы по третьей главе	97
Заключение	98
Использованная литература	105

Введение

Актуальность работы. В период падающий добычи разработки месторождений большее внимание уделяется вопросу повышения эффективности установки НТС для предварительного извлечения жидких углеводородов и влаги из природного газа. Промысловые подготовка газа призвана обеспечить необходимые кондиции газа, подаваемого в газопровод, в том числе содержание влаги в паровой фазе, тяжелых углеводородов (C_5+), сероводорода и углекислого газа. Одновременно качественная подготовка газа должна предотвратить потери конденсата и дорогостоящего абсорбента в капельном состоянии и обеспечить высокую гидравлическую эффективность магистральных газопроводов.

Решению этой проблемы во всех ее многочисленных и разносторонних проявлениях посвящены работы десятков и сотен авторов, труд которых позволил значительно продвинуться по пути создания высокоэффективных сепарационных и теплообменных аппаратов, систем их регулирования и управления, надежных и технологически устойчивых схем установок промышленной и заводской подготовки газа с различной степенью насыщения тяжелыми углеводородными и агрессивными компонентами.

Актуальность исследования определялась необходимостью нахождения альтернативного способа замены, процесса штуцера на эффекте Джоуля-Томпсона, которое обеспечить наиболее эффективность работы технологической нитки, для получения минусовой температуры при падение давление на входе НТС.

Цель исследования: Системный анализ технологических процессов сбора и подготовки газа совершенствования в нем процесса дросселирования с помощью турбодетандерного агрегата, безопасного эксплуатации и получения дополнительной энергии на собственные

нужды с целью обеспечения требуемого качества конечной продукции и получения товарного конденсата.

Задачи исследования:

1. Изучения технологической схемы процесса подготовки газа.
2. Исследование влияния давление и температуры на входе НТС.
3. Исследование альтернативного варианта процесса дросселирования.
4. Определения целесообразности применения турбодетандерного агрегата
в процессе дросселирования.

Научная новизна: Сопоставительный анализ двух подходов организации процесса НТС на эффекте Джоуля-Томпсона, т.е. регулирующим штуцером и турбодетандерным агрегатом. Возможные решение проблем по уменьшению затрат энергии и повышению эффективности производства товарного продукта, которое поможет существенно снизить эксплуатационные затраты и улучшить эффективность технологического процесса методом модернизации установки НТС.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является УКПГ Зевардинской группа месторождений; предметом исследования является анализ охлаждения газа путем дросселирования, основанное на эффекте Джоуля-Томпсона.

Методы исследований. Задачи исследования решались путем систематизации и анализа технологии НТС. Анализ включает в себя сбор информации о двух применяемых устройствах на НТС, и их параметров эксплуатации во времени методом сравнения и поиск более высокого и надежного уровня автоматизации всего объекта в целом.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Системное изучения технологического процесса УКПГ.

2. Системное изучение 3-х процессов охлаждения газа.

3. Усовершенствование процесса охлаждения газа.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы из 56 источников, в том числе 6 из них с интернета. Основное содержание работы изложено на 95 страницах машинописного текста. Диссертация содержит 5 рисунков, 5 таблиц.

ГЛАВА 1. Краткий анализ состояния разработки месторождения Шуртан

1.1 Общие сведения о месторождении Шуртан

Газоконденсатное месторождение (ГКМ) Шуртан открыто в 1974 г., введено в разработку 01.11.1980 г. Расположено месторождение на территории Гузарского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан в 20 км к западу от города Гузар и 40 км к юго-востоку от города Карши (рисунок 1.1).

Залежь приурочена к рифовым карбонатным образованиям келловей-оксфордских отложений верхнеюрского возраста. Рифовый комплекс по литологическим признакам подразделяется на три объекта подсчета запасов углеводородов (УВ) снизу-вверх:

XV- Подрифовый (XV-ПП) – 2,0 % запасов УВ;

XV- Рифовый (XV-Р) – 84,6 % запасов УВ;

XV- Надрифовый (XV-НР) – 13,4 % запасов УВ.

Глубина залегания газовой залежи в зависимости от рельефа местности колеблется от 2670 м до 3282 м.

Залежь является массивной, литоло-экранированной, круговой формы. Размеры залежи: длина - 18,5 км, ширина - 17 км, высота – 476 м.

Газоводяной контакт (ГВК) проводится на абсолютных отметках: южная часть – минус 2680 м, северная – минус 3020 м, западная – минус 2628 м.

Потенциальное содержание конденсата за период разработки (1980 - 2008 гг.) снизилось с 58 г/м³ до 31,9 г/м³. Газ месторождения Шуртан является малосернистым, наличие сероводорода, молярная доля, % - 0,08. Содержание гелия не кондиционное.

В действующем фонде по состоянию на 01.01.09 г. находятся 127 скважин, которые эксплуатируются со следующими средними технологическими параметрами:

- пластовое давление - 96,1 кг/см²;
- дебит газа – 248 тыс.м³/сут;
- давление на устье скважин – 56,0 кг/см².

Месторождение обустроено 15-ти сборными пунктами (СП) и 7-ю батареями. Первичная подготовка газа осуществляется на 2-х установках предварительной подготовки газа (УППГ - 1, УППГ - 2). Далее газ поступает на дожимную компрессорную станцию (ДКС), где он компримируется до давления 100 кг/см² и поступает для дальнейшей подготовки на Головные сооружения (ГС) Шуртан.

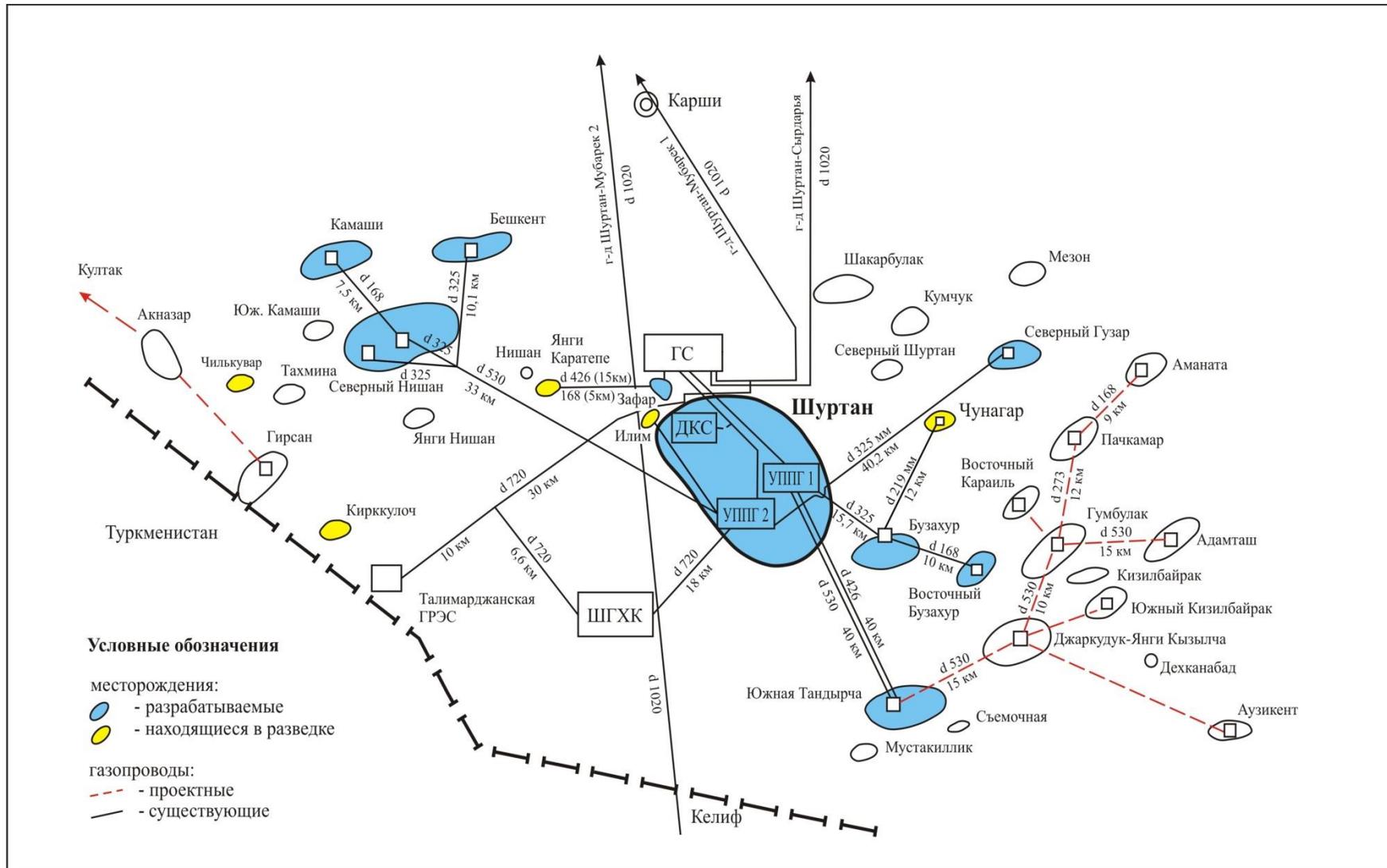


Рисунок 1.1 Обзорная схема расположения газоконденсатных месторождений Бухаро-Хивинского региона

1.2 Анализ текущего состояния разработки

1.2.1 Анализ состояния действующего фонда скважин

на месторождении 127 действующих скважин, из них 18 разведочных скважин (№№ 2, 3, 4, 5, 7, 10, 11, 13, 14, 15, 21, 22, 23, 24, 33, 300, 301, 303).

В связи со снижением пластового давления, когда многие действующие скважины работают в режиме минимального устьевого давления или в режиме периодических продувок в атмосферу, ухудшением фильтрационно-емкостных характеристик в призабойной зоне, прирост газа может быть достигнут путем внедрения мероприятий по увеличению продуктивности скважин.

В таблице 1.1 приведены сведения о фактическом распределении действующих скважин по эксплуатационным объектам.

В приложении Д приведена информация о состоянии действующих скважин: проведенных капремонтах, о вскрытых перфорацией и бурением толщинах продуктивных горизонтов, изменении продуктивности и рекомендациях по увеличению производительности. В приложении Б

Таблица 1.1

**Сведения о распределении действующих скважин месторождения
Шуртан по горизонтам на 01.01.2009 г.**

№ п/п	Горизонт	Количество действующих скважин	Номера скважин
1	XV-ПР	1	168
2	XV-ПР+Р	18	52, 53, 61, 120, 121, 126, 132, 136, 137, 139, 140, 141, 153, 157, 158, 159, 170, 182
3	XV-ПР+Р+НР	35	50, 67, 71, 81, 101, 102, 110, 119, 125, 129, 130, 160, 164, 165, 167, 174, 175, 178, 183, 184, 190, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198,

			199, 200, 201, 207, 208, 211, 218
4	XV-ПР+НР	2	33, 161
5	XV-Р	8	7, 51, 57, 83, 116, 133, 155, 172
6	XV-Р+НР	54	2, 3, 5, 14, 15, 21, 22, 23, 24, 55, 72, 76, 79, 80, 84, 86, 87, 92, 96, 103, 108, 109, 115, 123, 127, 128, 131, 144, 145, 146, 154, 162, 163, 173, 178, 179, 185, 202, 203, 210, 219, 225, 226, 227, 240, 244, 251, 263, 264, 266, 267, 268, 300, 303.
7	XV-НР	10	4, 10, 11, 13, 118, 122, 171, 233, 236, 301
	Итого	127	

приведены сведения о проведенных ГДИ по скважинам за период с 1980 по 2008 гг., о динамике пластового давления, коэффициентов фильтрационного сопротивления «а», свободных дебитах, дебитах скважин на режимах исследований.

На основании анализа состояния действующих скважин выделены следующие группы скважин:

Группа низкопродуктивных скважин (№ 4, 11, 13, 50, 120, 126, 153, 160, 175). По этой группе отмечено ухудшение фильтрационной характеристики призабойной зоны, снижение дебита, в связи со снижением пластового давления, накоплением жидкости на забое и высоким давлением в шлейфах. Проведенные СКО по увеличению производительности скважин 120, 126 в разные периоды эксплуатации (1980 – 2005 гг.) положительных результатов не принесли.

Группа скважин работающих на режиме с периодическими продувками в атмосферу (№№ 33, 55, 67, 133, 155, 192). Эти скважины работают с перебоями с периодическими продувками, с временным переходом в бездействие. Переход скважин на этот режим обусловлен накоплением жидкости на забое и в связи с

высокими давлениями в шлейфах и на входе в ДКС, а также ухудшением фильтрационной характеристики в призабойной зоне и в зоне дренирования. Скважины 67, 133, ранее входившие в разряд высоко и среднепродуктивных, характеризовались хорошими коллекторскими свойствами, в настоящий момент – это низкодебитные скважины, по которым происходит ухудшение фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны.

Скважина 33, разведочная расположена в южной зарифовой зоне структуры, беспакерная, эксплуатирует XV-НР горизонт. По данным ГДИ (1994 – 2003 гг.) видно ухудшение фильтрационно-емкостной характеристики. Скважина работает с периодическими продувками в атмосферу, причем продувки дают непродолжительное (1 – 2 суток) увеличение дебита, затем жидкость вновь накапливается на забое. Проведенные СКО также не дают высоких результатов. По данной скважине очевидно ухудшение ФЕС не только в призабойной зоне, но и в зоне дренирования скважины. На этой скважине необходимо проведение более эффективных методов повышения продуктивности – гидроразрыв в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД).

Скважина 55, расположена в своде месторождения, пакер «Отис» установлен выше кровли (2684 м) XV-НР горизонта. По данным ГДИ (1980 – 2005 гг.) видно, что скважина характеризовалась хорошими коллекторскими свойствами, перфорацией вскрыты 50 м XV-НР горизонта (интервал 2796 – 2846 м). В настоящий момент скважина эксплуатируется с проведением ежесуточных периодических продувок в атмосферу или переводится во временное бездействие в связи с высоким давлением на шлейфе.

Скважины, работающие с постоянными продувками в атмосферу в связи с высокими давлениями на шлейфах и на входе в ДКС, рекомендуется перевести временно в консервационный фонд.

Скважина 87, расположена в батарее (БТ-17), беспакерная. Скважина работает с перебоями. Рекомендуется временно законсервировать до снижения

давления на входе в ДКС, компенсируя добычу данной скважины другими скважинами БТ-17.

Аварийные действующие скважины (№№ 4, 11, 118, 133, 153, 160, 170, 192, 219, 266). Эта категория скважин характеризуется наличием посторонних металлических предметов (корпуса перфораторов, труб, обломки после неудачно проведенных капремонтов по разбуриванию пакера).

В разведочных скважинах 4, 11 на глубинах 2801 м, 2956 м, соответственно, металлические предметы, в 13 - на глубине 3080 м оставлена металлическая труба (диаметром 105 мм).

Скважина 118, беспакерная. В процессе бурения в интервале 2811 – 2733 м оставлен бурильный инструмент. С глубины 2329,8 м произведено бурение второго ствола до забоя 2920 м. Продуктивная часть оборудована 114 мм перфорированным фильтром длиной 75 м.

Скважина 133, пакер «Отис» на глубине 2774 м. В скважине оставлен геофизический прибор и проволока (12 м).

Скважина 153, в 1992 г. капремонт по разбуриванию пакера «Отис» на глубине 2788 м. Работы проведены неудачно, оставлены НКТ на глубине 2350 м.

Скважина 160, пакер «Бейкер» на глубине 2734 м. В скважине оставлены 1200 м проволоки и инструмент.

Скважина 170, в скважине в интервале 2853 – 3148 м оставлены часть пакера «Бейкер» и 89 мм «хвостовик».

Скважина 192, в 2001 г. проведен капремонт по разбуриванию пакера «Бейкер», в скважине оставлены 6 м УБТ с кольцевым фрезом, нижняя часть пакера, 89 мм «хвостовик» - 189 м, «голова» УБТ на глубине 2663,3 м.

Скважина 266, в скважине в процессе бурения в интервале 2834 – 2847 м оставлен бурильный инструмент. С глубины 2833 м и до забоя 2912 м бурение велось вторым стволом.

Впервые рекомендации по проведению мероприятий с целью увеличения производительности действующих скважин были выданы в работе [5]. На основании анализа состояния действующего фонда скважин, была выявлена низкая эффективность использования пластовой энергии при движении газа в системе «пласт-скважина» на 26 скважинах.

В 2003 г. в отчете [6] был проведен анализ состояния и результатов работы скважин, оборудованных несъемными пакерами «Отис» и «Бейкер» и выделены 30 скважин, на которых рекомендовалось проведение мероприятий по увеличению производительности.

В 2006 г. в отчете [7] рекомендовалось проведение работ на 12 действующих скважинах.

В этих отчетах были выданы рекомендации по проведению мероприятий по увеличению производительности скважин:

- разбуривание стационарных несъемных пакеров;
- перфорация рифового и надрифового горизонтов в беспакерных скважинах;
- зарезка вторых стволов в аварийных скважинах.

1.2.2 Динамика изменения основных технологических показателей разработки месторождения Шуртан

Газоконденсатное месторождение Шуртан введено в разработку 01.11.1980 г. Динамика изменения основных технологических показателей за весь период разработки приведена в таблице 1.2 и на рисунке 1.2.

В теории и практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений принято выделять следующие периоды добычи газа: нарастающей, постоянной и падающей. Данные периоды характерны для крупных по запасам месторождений, к которым относится и месторождение Шуртан.

За весь период разработки месторождение Шуртан разрабатывалось на следующие проектные годовые отборы:

- 16 млрд.м³ газа разрабатывалось в период 1980 – 1988 гг.;
- 18 млрд.м³ газа в период 1988 – 1992 гг.; 20 млрд.м³ газа в период 1993 – 1999 гг.;
- 18 млрд.м³ газа в период 2000 – 2005 гг.

Начальный период, нарастающей добычи, характеризуется интенсивным разбуриванием и вводом объектов обустройства месторождения, является продолжительным и обусловлен изменениями в стратегии развития Шуртанского газодобывающего региона, и его можно ограничить 1994 г.

Таблица 1.2

Месторождение Шуртан Динамика изменения технологических показателей разработки

Годы	Фонд скважин	Время работы скважин, сут	Средний дебит скважин, тыс.м ³ /сут	Добыча газа				Извлечение конденсата из пласта				Добыча воды, тыс.т		Давление, кг/см ²	
				за год		с начала разработки		за год		с начала разработки		за год	с начала разработки	пласт	устьевое
				млн.м ³	% от утв. запасов	млн.м ³	% от утв. запасов	тыс.т	% от геол. запасов	тыс.т	% от геол. запасов				
1980	9	436	850	474,5	0,07	474,5	0,07	27,8	0,07	27,8	0,07	2,2	2,2	357,3	255,0
1981	19	3943	814	3303,8	0,52	3778,3	0,60	194,4	0,52	222,2	0,60	16,5	18,7	352,5	248,1
1982	18	5377	711	3868,6	0,61	7646,9	1,21	224,4	0,60	446,6	1,20	19,6	38,3	351,5	256,3
1983	25	6048	721	4362,8	0,69	12009,7	1,89	242,4	0,65	689	1,85	21,8	60,1	348,7	253,5
1984	28	8699	757	6587,0	1,04	18596,7	2,93	350,8	0,94	1039,8	2,80	32,9	93,1	344,1	245,5
1985	41	11500	770	8857,2	1,40	27453,9	4,33	472,7	1,27	1512,5	4,07	44,3	137,3	335,1	235,9
1986	56	15628	666	10401,	1,64	37855,	5,97	561,7	1,51	2074,2	5,58	52,0	189,3	327,7	237,0

				4		3										
1987	66	20522	601	12331, 2	1,94	50186, 5	7,91	665,9	1,79	2740,1	7,37	61,7	251,0	319,9	243,0	
1988	77	23720	598	14182, 7	2,24	64369, 2	10,15	780,5	2,10	3520,6	9,46	72,0	323,0	308,5	236,9	
1989	82	27170	589	16005, 9	2,52	80375, 1	12,67	870,6	2,34	4391,2	11,80	80,0	403,1	298,3	231,1	
1990	87	27867	596	16615, 2	2,62	96990, 3	15,29	897,2	2,41	5288,4	14,22	83,1	486,1	286,4	212,5	
1991	87	29242	572	16713, 2	2,64	113703 ,5	17,93	870,7	2,34	6159,1	16,56	83,6	569,7	275,8	207,7	
1992	90	30317	583	17666, 0	2,79	131369 ,5	20,72	891,5	2,40	7050,6	18,95	79,3	649,0	265,6	195,1	
1993	99	31389	579	18159, 8	2,86	149529 ,3	23,58	900,3	2,42	7950,9	21,37	90,8	739,8	254,6	176,0	
1994	102	35887	542	19468, 7	3,07	168998	26,65	909,2	2,44	8860,1	23,82	151,4	891,1	242,8	166,3	
1995	104	35693	559	19963, 4	3,15	188961 ,4	29,80	958,2	2,58	9818,3	26,39	159,7	1050,9	229,6	153,7	
1996	111	37794	537	20321,	3,20	209283	33,00	940,9	2,53	10759,	28,92	162,6	1213,4	217,1	142,5	

				7		,1				2					
1997	115	40361	514	20758, 6	3,27	230041 ,7	36,28	940,4	2,53	11699, 6	31,45	176,4	1389,9	205,2	137,1
1998	116	41757	495	20677, 8	3,26	250719 ,5	39,54	920,1	2,47	12619, 7	33,92	175,8	1565,6	194,7	130,6
1999	122	43227	468	20246, 8	3,19	270966 ,3	42,73	886,8	2,38	13506, 5	36,31	178,2	1743,8	182,9	121,1
2000	123	44632	440	19650, 4	3,10	290616 ,7	45,83	795,8	2,14	14302, 3	38,45	178,8	1922,6	170,5	112,0
2001	127	45459	413	18773, 8	2,96	309390 ,5	48,79	741,6	1,99	15043, 9	40,44	174,6	2097,2	159,5	106,8
2002	128	46233	368	17021, 0	2,68	326411 ,5	51,47	655,3	1,76	15699, 2	42,20	166,8	2264,0	149,8	100,6
2003	128	46611	352	16432, 5	2,59	342844	54,06	591,0	1,59	16290, 2	43,79	164,3	2428,3	140,2	93,9
2004	128	46467	374	17398, 2	2,74	360242 ,2	56,81	612,9	1,65	16903, 1	45,44	180,9	2609,3	133,7	85,7
2005	124	45784	347	15868, 9	2,50	376111 ,1	59,31	537,9	1,45	17441	46,88	169,8	2779,1	120,6	74,9
2006	127	45740	346	15808,	2,49	391919	61,80	520,8	1,40	17961,	48,28	173,9	2953,0	111,0	66,0

				4		,5				8					
2007	124	45968	301	13822, 1	2,18	405741 ,6	63,98	449,5	1,21	18411, 3	49,49	183,6	3136,5	103,3	59,0
2008	127	45418	248	10936, 0	1,72	416677 ,6	65,71	349,4	0,94	18760, 8	50,43	159,7	3296,2	96,1	56,0

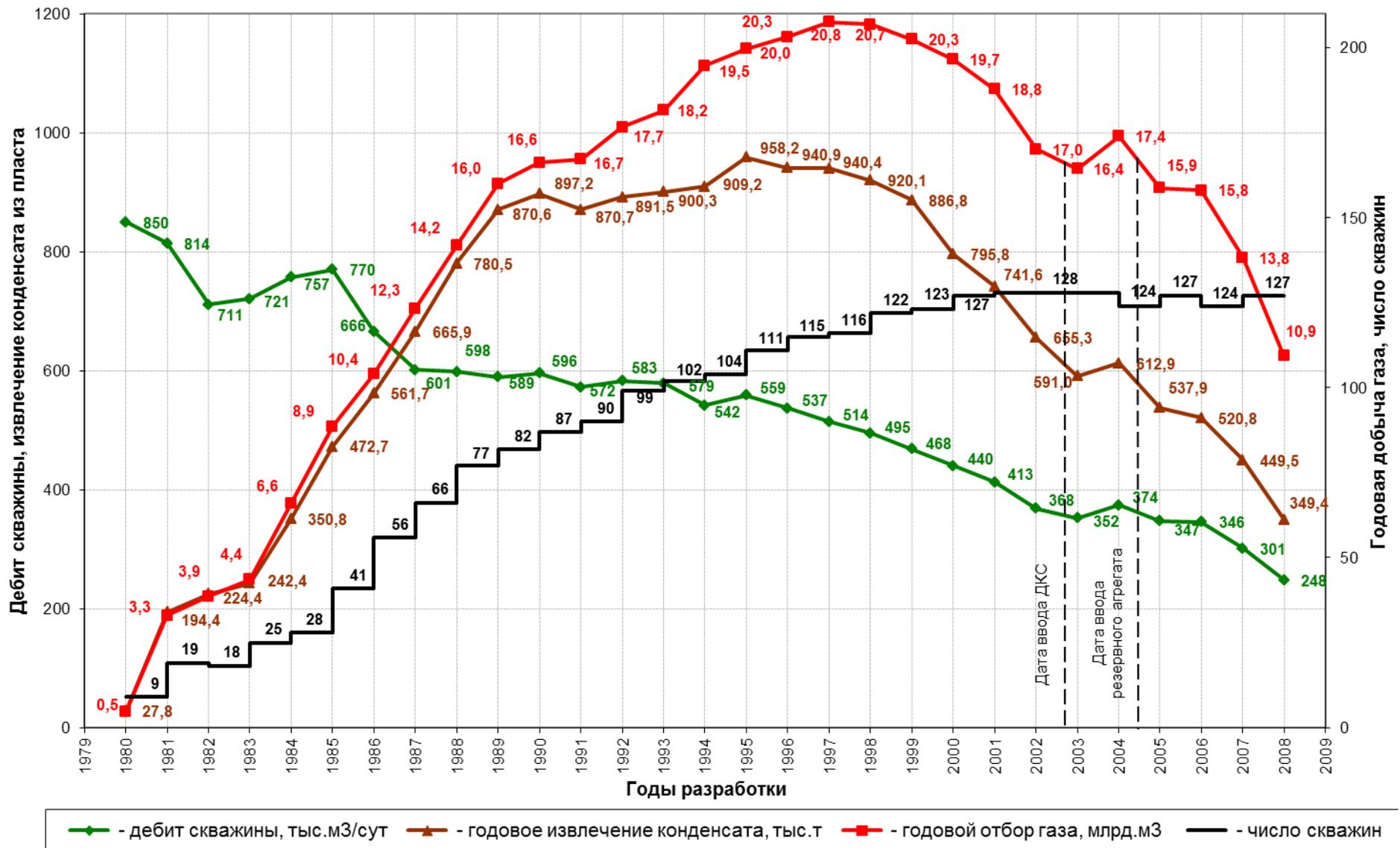


Рисунок 1.2 Динамика изменения технологических показателей разработки

(достижение годового отбора газа 20,0 млрд.м³). За эти годы на месторождении были введены 102 газодобывающие скважины и добыто газа в объеме 26,7 % от утвержденных запасов.

Период постоянной добычи на месторождении продолжался с 1995 по 2000 гг., за этот период были введены 21 газодобывающая скважина и добыто газа в объеме 19,2 % от утвержденных запасов. Накопленная добыча на месторождении составила 45,9 % от утвержденных запасов.

С 2001 г. на месторождении Шуртан начался период падающей добычи, который характеризуется ухудшением геологических условий разработки залежей, сложностями технологического характера в работе основных промысловых систем, выработкой нормативного ресурса основного оборудования и повышением эксплуатационных затрат. В данный период также наблюдается выбывание газодобывающих скважин в связи с их истощением и высоким входным давлением на ДКС. Количество выбывающих скважин компенсируется бурением новых эксплуатационных скважин (таблица 3).

Анализируя период падающей добычи (2) можно отметить увеличение добычи газа в 2004 г., что обусловлено вводом ДКС в сентябре 2003 г. Данная ДКС высокого давления введена в эксплуатацию с целью подачи газа с давлением 110 кг/см² на установки низкотемпературной сепарации (УНТС). На ДКС установлено 4 компрессора (три рабочих и один резервный) в двухсекционном исполнении, которые копримировали газ в объеме 12 млрд.м³/год. Мощность силовой турбины компрессора составляет 23 МВт.

Далее можно выделить период 2005 – 2006 г., в течение которого происходит незначительное снижение добычи газа (на 600 млн.м³). Данное обстоятельство обусловлено вводом в эксплуатацию в 2005 г. на ДКС четвертого резервного агрегата, что привело к увеличению пропускной способности до 18 млрд.м³/год и снижению давления на входе ДКС.

Таким образом, с вводом в эксплуатацию в сентябре 2003 г. ДКС месторождение Шуртан перешло в режим компрессорной эксплуатации. За

период бескомпрессорной эксплуатации с месторождения было добыто газа в объеме 53,3 % от утвержденных запасов.

1.3 Динамика пластового давления и оценка дренируемых запасов газа по методу падения давления

В данном разделе, на основании анализа фактического промыслового материала, выполнена систематизация данных замеров статических, рассчитанных пластовых, приведенных (P/Z) давлений и суммарного отбора газа за весь период разработки месторождения Шуртан (1981 - 2008 гг.), которая позволяет оценить дренируемые запасы газа по методу падения пластового давления.

Точность определения дренируемых запасов зависит от достоверности замеров статических и рассчитанных пластовых давлений по скважинам и суммарного отбора газа по пластам или по месторождению, а также от продолжительности разработки месторождения.

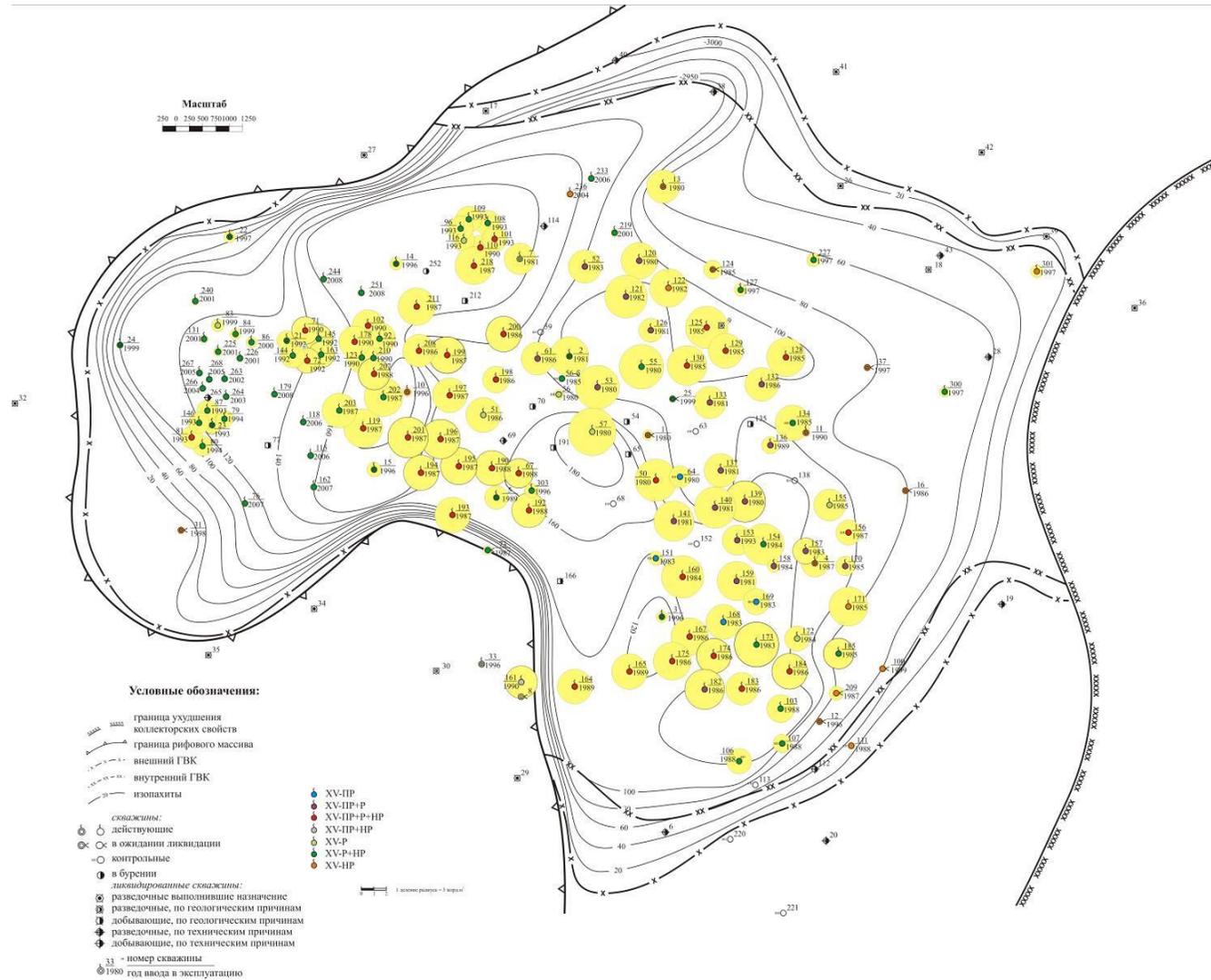


Рисунок 1.3 Карта разработки месторождения Шуртан

Метод падения пластового давления обычно обеспечивает более высокую точность подсчета запасов газа, особенно в карбонатных коллекторах.

Постоянный контроль за темпом и характером снижения пластового давления, суммарным отбором газа в процессе разработки месторождения позволяет производить оценку дренируемых запасов газа, используя уравнение материального баланса продуктивной залежи:

$$V_{др}(t) = \frac{Q_{отб}(t)}{\frac{P_n}{Z_n} - \frac{P(t)}{Z[P(t)]}} \times \frac{P_n}{Z_n}; \quad (1.1)$$

где:

$V_{др}(t)$ - дренируемые запасы, млн. м³;

$P_n, P(t)$ - начальное и текущее пластовое давление, кг/см²;

$Z_n, Z[P(t)]$ - коэффициенты сверхсжимаемости газа, соответствующие начальному и текущему пластовым давлениям и пластовой температуре;

$Q_{отб}(t)$ - суммарный отбор газа с начала разработки месторождения на дату замера статических и пластовых давлений в скважинах, млн. м³.

Промышленная газоносность месторождения Шуртан связана с карбонатными отложениями верхней юры, в которых выделены три продуктивных горизонта XV-ПР, XV-Р, XV-НР. Утвержденные запасы сухого газа по месторождению составляют 634,135 млрд.м³. Начальное пластовое давление на середину рифового комплекса (абсолютная отметка минус 2500 м) 360 кг/см², пластовая температура 112,5 °С.

Суммарный отбор газа (с учетом выпущенного в атмосферу газа в объеме 474 млн.м³) составил 416678 млн.м³ или 65,71 % от утвержденных запасов.

В период разработки месторождения по всему действующему фонду скважин ежеквартально осуществлялись замеры статических давлений для составления технологического режима. По данным замеров статических давлений рассчитывались пластовые давления.

В таблице 1.2 приведена динамика суммарного отбора газа, изменения пластового давления, приведенного пластового давления и рассчитанных дренируемых запасов газа.

Построена карта изобар (рисунок 1.4). По ней определены средневзвешенные

пластовые давления для зоны отбора газа действующих скважин и в целом по залежи ограниченной контуром газоносности.

При начальном приведенном пластовом давлении ($P/Z_{нач} = 350,5 \text{ кг/см}^2$) и текущем ($P/Z_{тек}$) полученным по данным карты изобар рассчитаны дренируемые запасы газа по уравнению материального баланса.

Следует отметить, что из фонда контрольных выбыли по техническим причинам две скважины 220, 221. Скважина 220 расположена на плоскости ГВК, скважина 221 находилась за контуром газоносности. В виду отсутствия замеров пластовых давлений в приконтурных и законтурных зонах залежи на картах изобар на отдельных участках линии изобар проведены условно. Поэтому среднее пластовое давление и дренируемые запасы в пределах контура газоносности определены с определенной долей погрешности. В пределах зоны отбора газа действующих скважин дренируемые запасы газа составили $P_{пл.тек} = 96,1 \text{ кг/см}^2$; $P/Z_{тек} = 102,45 \text{ кг/см}^2$; $V_{др} = 588,8 \text{ млрд.м}^3$.

По месторождению построена графическая зависимость изменения приведенного пластового давления (P/Z) от суммарного отбора газа (рисунок 5). На графике приведены две зависимости:

1. проектная – построена при начальном приведенном давлении на утвержденные запасы сухого газа ($V_{утв} = 634,135 \text{ млрд.м}^3$);
2. фактическая – построена по данным изменения приведенного пластового давления от суммарного отбора газа, полученных за весь период разработки.

Согласно графика дренируемые запасы газа оцениваются в $604,5 \text{ млрд. м}^3$.

Таким образом, результаты эксплуатации скважин свидетельствуют о том, что в разработку месторождения вовлечен не весь газонасыщенный объем залежи. Это связано с реализованной на месторождении системой

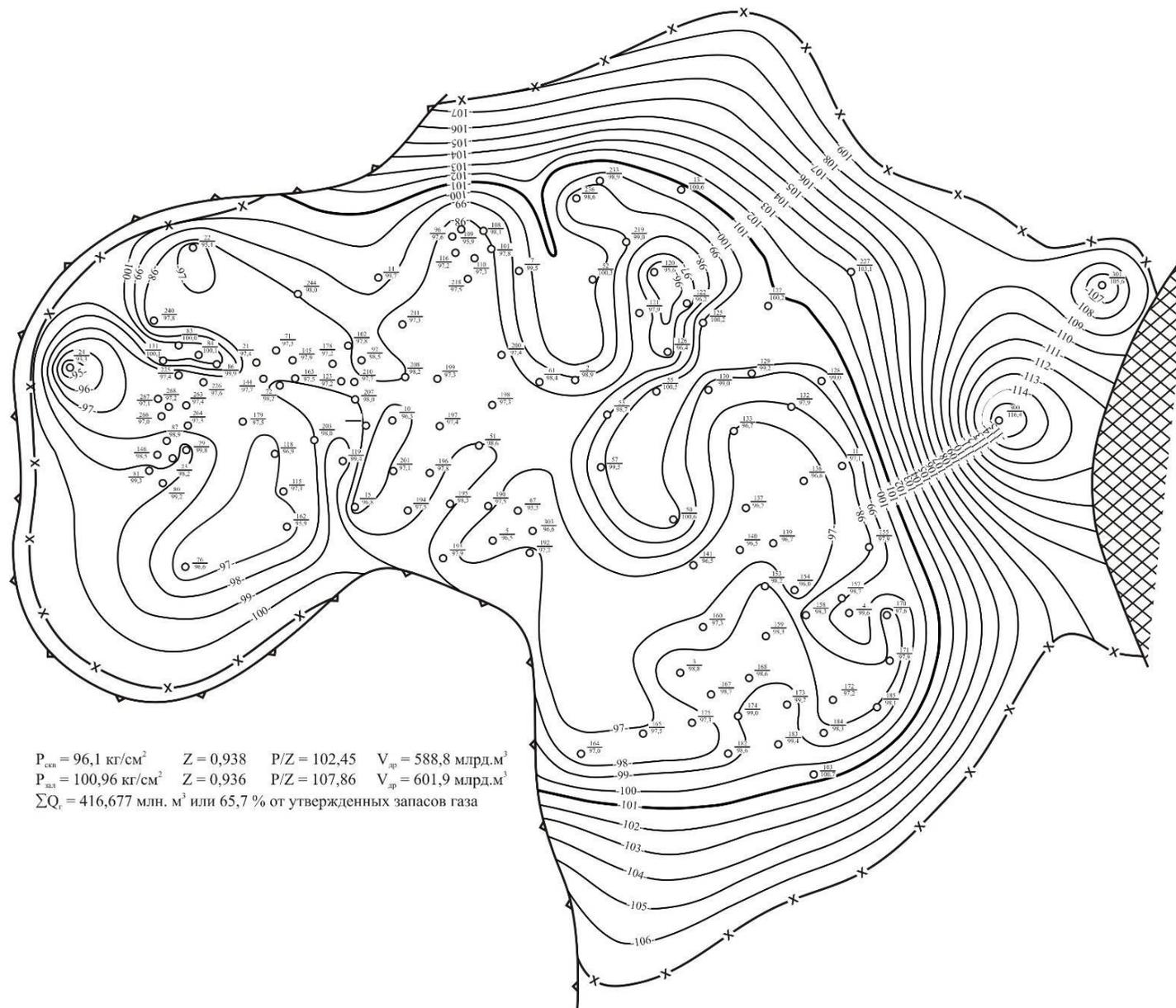


Рисунок 1.4 Месторождение Шуртан. Карта изобар

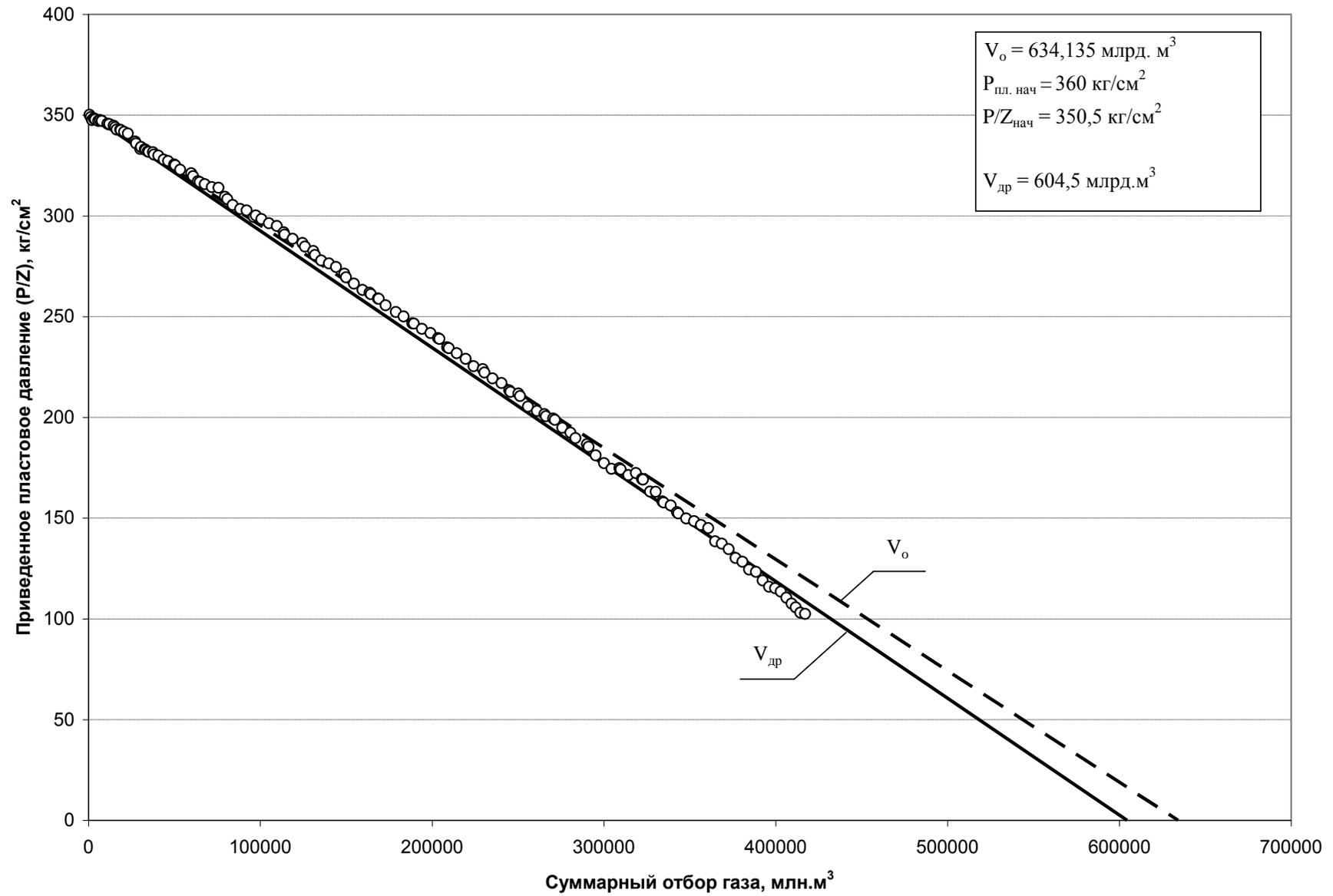


Рисунок 1.5 Зависимость приведенного пластового давления от суммарного отбора газа.

Таким образом, результаты эксплуатации скважин свидетельствуют о том, что в разработку месторождения вовлечен не весь газонасыщенный объем залежи. Это связано с реализованной на месторождении системой расположения эксплуатационных скважин. На неравномерном распределении скважин отразилось сокращение в 2000 г. числа проектных скважин, а также концентрации скважин в батарее. При площади газоносности XV-Р горизонта - 18531,6 га, плотность сетки эксплуатационных скважин составляет 146 га/скв.

Концентрация скважин в батареях позволила уменьшить капитальные вложения в обустройство, однако при этом снизились дренируемые запасы газа, что обусловило образование депрессионных воронок и осложнение условий эксплуатации скважин.

Авторами отчета наглядно показано неравномерное распределение эксплуатационных скважин на структуре. На рисунке 6 приведена карта эффективных газонасыщенных толщин XV-Р горизонта разделенная на сектора площадью 100 га. Вся площадь разделена на 180 секторов, из которых: 107 секторов без действующих скважин (59,4 %), в 42 секторах по одной действующей скважине, с плотностью сетки 100 га/скв. (23,4 %), в 17 секторах по 2 действующие скважины, с плотностью сетки 50 га/скв. (9,4 %), в 10 секторах по 3 действующие скважины, с плотностью сетки 33 га/скв. (5,6 %), в 2 секторах по 4 действующие скважины, с плотностью сетки 25 га/скв. (1,1 %), в 2 секторах по 6 действующие скважины, с плотностью сетки 17 га/скв. (1,1 %).

В результате проведенного анализа действующий фонд скважин занимает около 40 % площади газоносности месторождения. Ввод дополнительных скважин на слабодренируемых участках благоприятно скажется на эксплуатации основного фонда скважин и в целом позволит оптимально регулировать процесс разработки. Наряду с приростом добычи газа, подключение этих скважин с повышенным давлением на устьях к действующим шлейфам улучшит теплогидравлические режимы эксплуатации и снизит эффект самозадавливания части действующих скважин [8].

1.4 Динамика изменения газоконденсатной характеристики в процессе разработки месторождения

Начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе месторождения Шуртан утвержденное ГКЗ – 58 г/м³. Давление начала конденсации равно начальному пластовому давлению, а давление максимальной конденсации – 80 кг/см².

Вопросу проведения промысловых газоконденсатных исследований в УДП «Шуртаннефтегаз» уделяется должное внимание, так как от достоверности результатов зависит надежность данных о составе и физико-химических свойствах газоконденсатных систем, что в свою очередь влияет на результаты лабораторных, аналитических и термодинамических исследований газоконденсатной смеси поступающей из скважин в систему подготовки газа.

Контроль за газоконденсатной характеристикой месторождения в процессе разработки осуществляется службой газоконденсатных геолого-промысловых исследований института ОАО «O'zLITIneftgaz» с 1981 г., исследования проводились ежегодно, в последние годы 2 – 4 раза в год.

Промысловые газоконденсатные исследования проводились по методике ВНИИгаза [9] и инструкции РН 39.0.0 - 032:2005 [10].

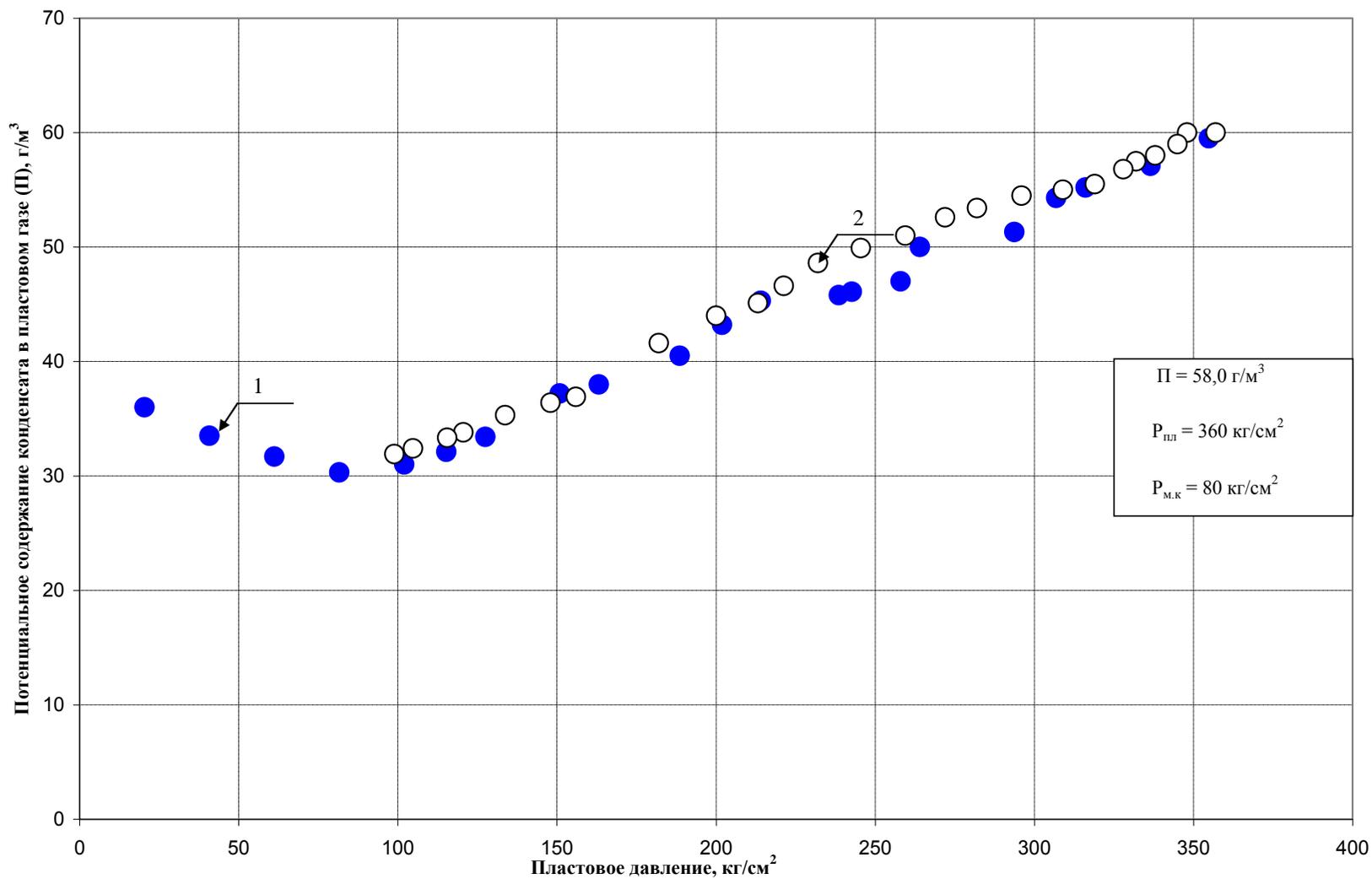
В ноябре 2008 г. проведены газоконденсатные исследования на пяти скважинах, (№№ 51, 57, 121, 137, 163) которые разрабатывают разные горизонты и расположены в разных частях структуры (рисунок 16), что позволило получить газоконденсатную характеристику как по площади, так и по высоте залежи (таблица 3.13).

При минимальной депрессии на пласт из МТСУ отобраны пробы газа сепарации и нестабильного конденсата для лабораторных работ.

В результате промысловых и лабораторных исследований определены:

- текущий состав пластового газа;
- потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе;

- удельные выходы стабильного конденсата при различных термобарических условиях сепарации;
- составлен материальный баланс по конденсату в системе подготовки газа;



- 1- потенциальное содержание конденсата полученные экспериментально на начальный состав пластового газа на на установке УГК-3 (1981 г., институт «СрезАзНИИГаз»);
 2- потенциальное содержание конденсата по данным газоконденсатных исследований

Рисунок 1.7 Зависимость изменения потенциального содержания конденсата от снижения пластового давления

Таблица 1.3

**Динамика изменения содержания конденсата в пластовом газе за период
разработки**

№ № п/п	Годы	Добыча газа за год (Qг), млн.м ³	Извлече ние конденса та из пласта за год (Qк), тыс.т	Содержание конденсата по отчетным данным УДП «Шуртаннефтг аз» Qк/Qг, г/м ³	Содержание конденсата по газоконденсатн ых исследований, ОАО «О”ZLITINEF TGAZ» г/м ³	Разница между содержание м конденсата в пластовом газе, г/м ³
1	1980	474,5	27,8	58,59	60,0	-1,4
2	1981	3303,8	194,4	58,84	60,0	-1,2
3	1982	3868,6	224,4	58,01	60,0	-2,0
4	1983	4362,8	242,4	55,56	59,0	-3,4
5	1984	6587,0	350,8	53,26	59,0	-5,7
6	1985	8857,2	472,7	53,37	58,0	-4,6
7	1986	10401,4	561,7	54,00	57,5	-3,5
8	1987	12331,2	665,9	54,00	56,8	-2,8
9	1988	14182,7	780,5	55,03	55,5	-0,5
10	1989	16005,9	870,6	54,39	55,0	-0,6
11	1990	16615,2	897,2	54,00	54,5	-0,5
12	1991	16713,2	870,7	52,10	53,4	-1,3
13	1992	17666,0	891,5	50,46	52,6	-2,1
14	1993	18159,8	900,3	49,58	51,0	-1,4
15	1994	19468,7	909,2	46,70	49,9	-3,2
16	1995	19963,4	958,2	48,00	48,6	-0,6

17	1996	20321,7	940,9	46,30	46,6	-0,3
18	1997	20758,6	940,4	45,30	45,1	0,2
19	1998	20677,8	920,1	44,50	44,0	0,5
20	1999	20246,8	886,8	43,80	41,6	2,2
21	2000	19650,4	795,8	40,50	40,0	0,5
22	2001	18773,8	741,6	39,50	38,6	0,9
23	2002	17021,0	655,3	38,50	36,9	1,6
24	2003	16432,5	591,0	35,97	36,4	-0,4
25	2004	17398,2	612,9	35,23	35,3	-0,1
26	2005	15868,9	537,9	33,90	33,8	0,1
27	2006	15808,4	520,8	32,94	33,3	-0,4
28	2007	13822,1	449,5	32,52	32,4	0,1
29	2008	10936,0	349,4	31,95	31,9	0,1
	Итого	416677,6	18760,8	46,8	47,8	

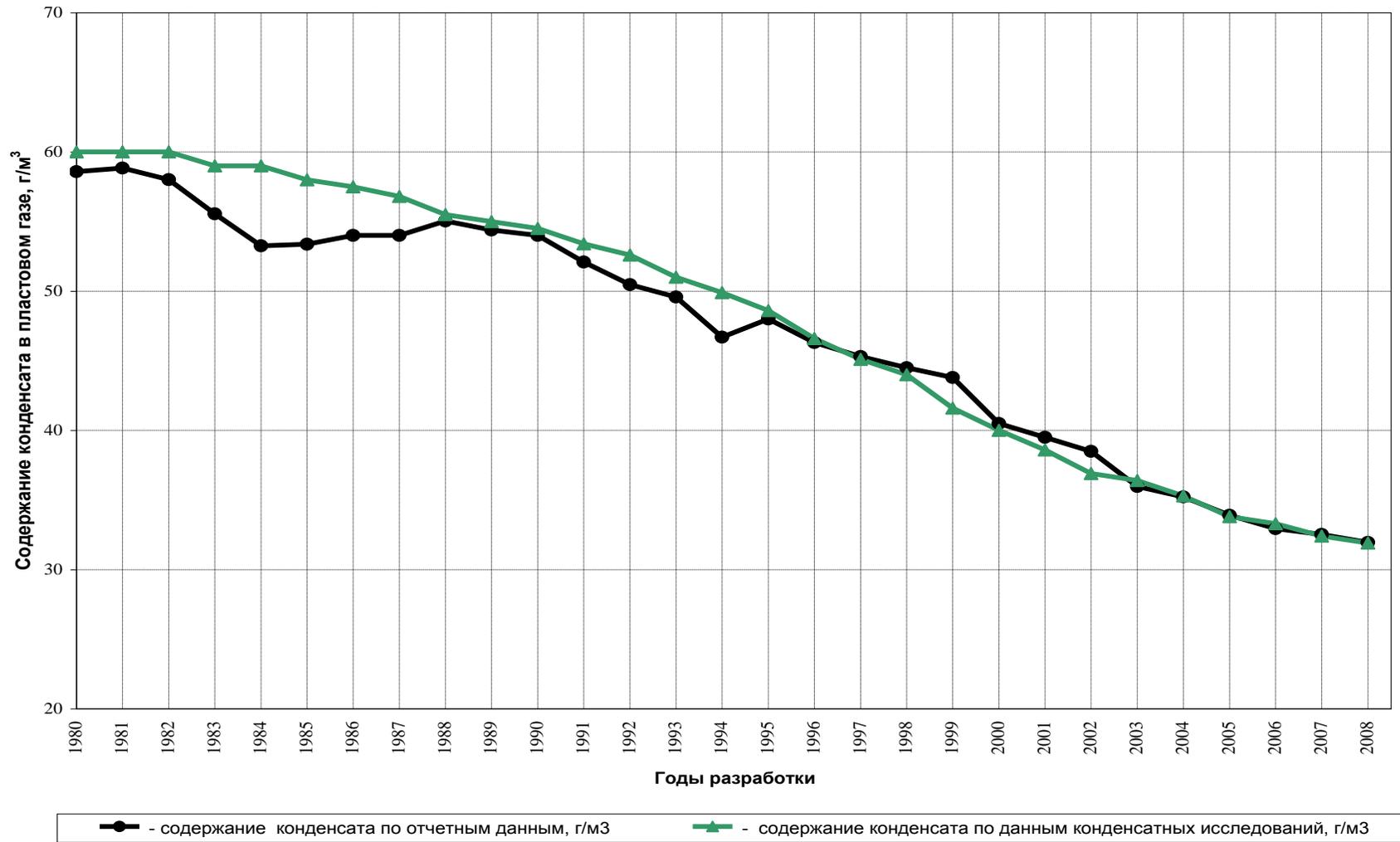


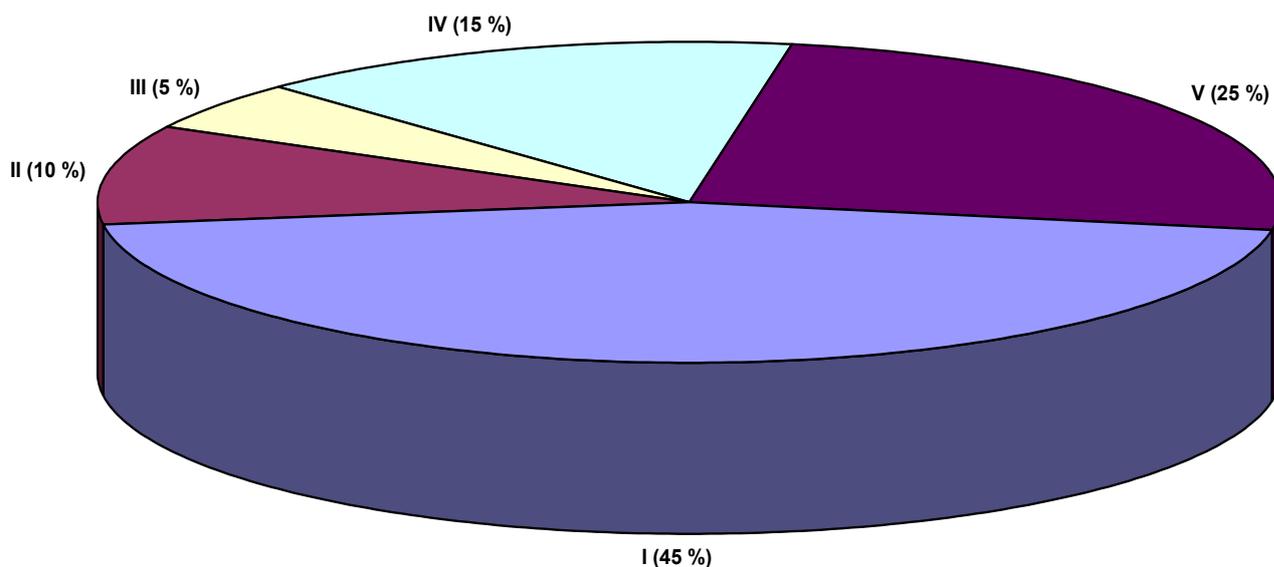
Рисунок 1.8 Динамика изменения потенциального содержания конденсата в пластовом газе за период разработки

Важным этапом работ должно стать создание новейших программных продуктов, основанных на результатах всесторонних экспериментальных и термогидродинамических исследований всех аспектов проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) природных углеводородов. При переходе к активной разработке ТРИЗ отбор 10 – 20 % этих запасов в течение 20 – 25 лет даст возможность газодобывающим предприятиям добывать дополнительно значительное количество конденсата [12].

При разработке чисто газового месторождения извлекаемые запасы могут быть близки к геологическим (составлять до 95 %). Разработка газоконденсатных месторождений на принятом в газопромысловой практике режиме истощения не позволяет рассчитывать на столь же высокие коэффициенты извлечения жидких углеводородов. В отличие от газового пласта в газоконденсатном коллекторе вскоре после начала отбора запасов эффективный объем пор заметно уменьшается. Это является результатом дифференциальной конденсации смеси. В результате происходит исключение значительной части углеводородной массы из процессов межфазного и гидродинамического переноса (здесь не рассматривается такая общая для любых месторождений углеводородов причина уменьшения эффективного объема, как обводнение пласта).

Перечисленные негативные изменения в пласте как пластовой фильтрационной системе представляют лишь часть целого комплекса присущих режиму истощения физических эффектов. На рисунке 19 на примере среднестатистического ГКМ показаны возможные масштабы потерь конденсата вследствие проявления различных эффектов физической и физико-химической природы.

Службой газоконденсатных и геолого-промысловых исследований института ОАО «O'ZLITINEFTGAZ» регулярно составляется материальный баланс по выходу и потерям конденсата в системе подготовки промысла Шуртан на основании результатов газоконденсатных исследований скважин, обследования работы УППГ-ДКС-ГС Шуртан (по ступеням сепарации) и лабораторных определений состава газа и конденсата [13].



Условные обозначения:

I – извлекаемая в режиме истощения часть запасов конденсата;

II – естественное недоизвлечение конденсата, равное недоизвлечению газа из чисто газового пласта;

III – недоизвлечение, обусловленное капиллярными свойствами системы коллектор – флюиды (Вуктыльское, Оренбургское, Западно – Соплесское НКГМ);

IV – недоизвлечение, обусловленное свойствами породы – коллектора (Уренгойское НКГМ, Самурское ГМ);

V – недоизвлечение обусловленное технологией разработки (все ГKM и НКГМ)

Рисунок 1.9 Риски недоизвлечения жидких углеводородов при истощении ГKM и НКГМ (на примере конденсата) [12].

Газ месторождения Шуртан поступает на ГС Шуртан в смешанном потоке газа нескольких месторождений.

На 1 + 2 очередь УНТС поступает смесь газов пяти месторождений (Шуртан, Северный Нишан, Северный Гузар, Бешкент, Камаша).

На 3 + 4 очередь УНТС поступает смесь газов пяти месторождений (Шуртан, Южная Тандырча, Илим, Зафар, Янги-Каратепе).

Материальный баланс по конденсату составлен для 3 + 4 очереди УНТС по данным исследований проведенных в ноябре 2008 г., и приведена в таблице 4.

Таблица 1.4

**Материальный баланс по конденсату в системе скважина – УППГ – ДКС –
УКПГ – газопровод (ноябрь 2008 г.)**

ПОКАЗАТЕЛИ	Единица измерения	Месторождение Шуртан, Юж.Тандырча, Зафар, Илим, Янги Каратепе (3+4) очередь
Текущее потенциальное содержание стабильного конденсата в смеси пластового газа	г/м ³	32,76
Количество работающих скважин на момент исследования	шт.	173
Количество работающих технологических ниток	шт.	9
Объем газа, подаваемого на УКПГ (3+4) очереди	млн.м ³ /сут	34,8
Условия сепарации на УППГ 1 и УППГ 2		
$P_{сеп}$	г/м ³	4,0 5,9
$t_{сеп}$	°С	53 34
Количество стабильного конденсата, выделившегося на УППГ	г/м ³	6,5
Количество стабильного конденсата, выделившегося на ДКС	г/м ³	3,2
Условия сепарации в 1 ступени сепарации УКПГ		

$P_{\text{сеп}}$	кг/см ²	9,3
$t_{\text{сеп}}$	°С	49
Количество стабильного конденсата, выделившегося в 1 ступени сепарации УКПГ	г/м ³	4,2
Плотность стабильного конденсата, выделившегося в I ступени сепарации	г/см ³	0,795
Условия сепарации во II ступени сепарации УКПГ		
$P_{\text{сеп}}$	кг/см ²	9,22
$t_{\text{сеп}}$	°С	32
Количество стабильного конденсата, выделившегося во II ступени УКПГ	г/м ³	2,96
Плотность стабильного конденсата, выделившегося во II ступени сепарации	г/см ³	0,766
Условия сепарации в III ступени сепарации УКПГ		
$P_{\text{сеп}}$	кг/см ²	5,1
$t_{\text{сеп}}$	°С	минус 12
Количество стабильного конденсата, выделившегося в III сепарации УКПГ	г/м ³	6,2
Плотность стабильного конденсата, выделившегося в III ступени сепарации	г/см ³	0,737
Суммарное количество конденсата, выделившегося на УППГ, ДКС, и в 3-х ступенях сепарации УКПГ	г/м ³	
	стабильного	23,04
	нестабильно го	27,7
Суммарные технологические потери стабильного	г/м ³	1

конденсата при добыче, подготовке, транспорте и хранении		
Массовая концентрация стабильного конденсата в уходящем газе после УКПГ	г/м ³	8,72
Степень извлечения стабильного конденсата от потенциала	%	70,4
Коэффициент усадки (массовый) смеси нестабильного конденсата	%	0,833

Объем газа, подаваемого на УНТС:

Шуртан - млн. м³/сут
31,16

Южная - 2,22 млн. м³/сут

Тандырча

Зафар - 0,07 млн. м³/сут

Илим - 0,85 млн. м³/сут

Янги Каратепе - 0,5 млн. м³/сут

Всего - 34,8 млн. м³/сут

Потенциальное содержание стабильного конденсата в смеси газа, поступающего в УКПГ 3+4 очереди

$$(31,9 \cdot 31,16) + (32,4 \cdot 2,22) + (64,4 \cdot 0,85) + (38,7 \cdot 0,07) + (33,7 \cdot 0,5) = 34,8 X$$

$$994,004 + 71,928 + 54,74 + 2,709 + 16,85 = 34,8 X$$

$$1140,231 = 34,8 X$$

$$X = 32,76 \text{ г/м}^3$$

1.5 Фактические и проектные показатели разработки

За весь период разработки месторождение разрабатывалось на основании 8 проектных документов, в связи с изменением стратегии развития Шуртанского региона (рисунок 10).

В 1975 году был выполнен первый проект ОПЭ, который был составлен на оперативные запасы газа 38,03 млрд.м³. Проект был утвержден

сроком на три года на годовой отбор 1,5 млрд.м³ с 12 эксплуатационными скважинами.

В 1976 г. был выполнен новый проект ОПЭ на оперативные запасы 174,94 млрд.м³. Проект был утвержден сроком на три года на годовой отбор 8 млрд.м³ и с эксплуатационным фондом 114 скважин.

В 1980 г. были выполнены «Коррективы проекта ОПЭ» - основной проектный документ, по которому было осуществлено бурение большого количества эксплуатационных скважин (81 скважина) и строительство основных объектов обустройства промысла. Основанием для составления «Корректив проекта ОПЭ» явились запасы газа впервые утвержденные ГКЗ в количестве 425,917 млрд.м³ (категория запасов C₁+C₂). Рассматриваемые коррективы были утверждены в качестве «Проекта разработки газоконденсатного месторождения Шуртан» с годовым отбором 16 млрд.м³ с эксплуатационным фондом 181 скважина, оснащенных 114 мм лифтовыми трубами. Данный проект разработки действовал по 1985 г.

В процессе проведения геолого-поисковых работ запасы газа и конденсата трижды утверждались в ГКЗ: 1977 г. - 409,563 млрд.м³ и 25,129 млн.т; 1981 г. - 500,169 млрд.м³ и 23,354 млн.т, и окончательно были утверждены в 1985 г. - 634,135 млрд.м³ и 37,2 млн.т.

В 1986 г. был выполнен отчет «Анализ ОПЭ и проект разработки месторождения Шуртан», который был утвержден в качестве официального документа «Проект разработки месторождения Шуртан», с годовым отбором газа в период постоянной добычи 20 млрд.м³ с количеством эксплуатационных скважин 198 (резервных 26).

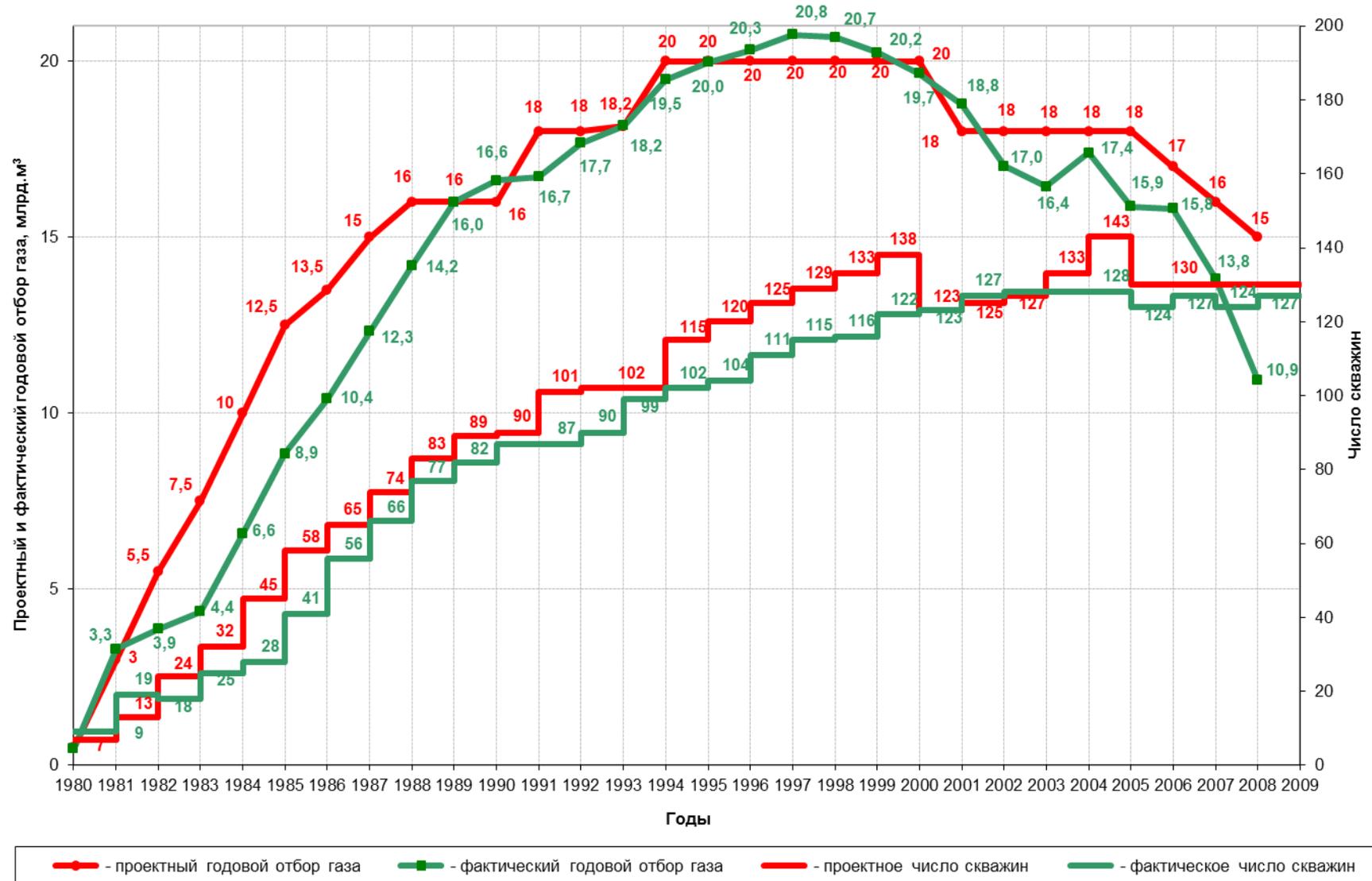


Рисунок 1.10 Сравнение проектных и фактических показателей по добыче газа и фонду скважин

В проекте впервые в регионе было предложено батарейное расположение эксплуатационных скважин. Рекомендация с вертикальными стволами основывалась на высокой продуктивности рифовых газоносных отложений, а также с целью сокращения капиталовложений на его освоение. Данный проект действовал по 1987г.

В 1987 г. был выполнен отчет «Уточненные показатели проекта разработки месторождения Шуртан на объем годовой добычи газа 24 млрд.м³».

В данной работе был выполнен большой комплекс опытно-промысловых исследований. Результатом исследований стал вывод, что скорость потока газа в 13 м/с является оптимальной и вполне возможна беспакерная эксплуатация скважин при соблюдении регламента их ингибирования.

В 1988 г. были выполнены «Коррективы к проекту разработки на объем годовой добычи 18 млрд.м³». Основанием для выполнения данной работы явилось проработка вопроса строительства Шуртанского газохимического комплекса и сокращения, в связи с этим, темпов отбора газа с 20 млрд.м³ до 18 млрд.м³ в год.

Новым в проекте было установление технологического режима работы проектных скважин со скоростью потока газа в лифтовых трубах до 13 м/с (ранее была принята скорость потока 10 м/с), что позволило сократить количество скважин с 190 до 179.

При утверждении данного проекта было предписано изменить конструкцию скважин с перекрытием соляно-ангидритовой толщи 2-мя колоннами: 219 мм и 140 мм. Внедрена эта рекомендация была только на одной скважине 86 в 1999 г. Предполагалось опережающее бурение эксплуатационных скважин, а в 1992 г. было прекращено бурение в связи с наличием большого фонда законсервированных скважин (34 скважины). В результате на 01.01.2000 г. в эксплуатационном фонде имелось 122

скважины (по проекту 138). Данный проект действовал в течение 5 лет (1988 - 1992 гг.).

Достоинствами данного проекта явились крепление сульфато-ангидритовой толщи двумя колоннами и расположение батарей скважин с учетом зон возможных рапопроявлений.

В 1993 году были выполнены «Коррективы проекта разработки месторождения Шуртан на объем годовой добычи газа 20 млрд.м³» в связи с ростом потребности в природном газе.

В 1994 г. были выполнены «Коррективы проекта разработки месторождения Шуртан на объем годовой добычи газа 22 млрд.м³», в которых было принято однозначное решение об изменении конструкции скважин с креплением геологического разреза 140 мм эксплуатационной колонной, оборудования ствола скважин 89 мм лифтовыми трубами с беспакерной схемой их эксплуатации. Разработка месторождения Шуртан осуществлялась по данному проекту с 1993 г. по 1996 г.

В 1997 г. был принят отчет «Коррективы проекта разработки месторождения Шуртан на объем годовой добычи газа 20 млрд.м³ с вводом в эксплуатацию законсервированных месторождений с целью обеспечения сырьем газохимического комплекса». Была рассмотрена совместная разработка газоконденсатных месторождений Шуртанской группы: Шуртан, Южная Тандырча, Гумбулак, Джаркудук, Адамташ с целью решения 2-х взаимосвязанных задач - это обеспечение сырьем газохимического комплекса на срок не менее 30 лет и сохранение достигнутого уровня добычи газа по республике.

Новым в выполненной работе явилось определение оптимальной величины коэффициента газоотдачи за период постоянного отбора, что позволило сократить по месторождению Шуртан 11 проектных скважин и тем самым уменьшить объем капиталовложения на бурение и обустройство скважин. По данному документу месторождение Шуртан разрабатывалось до 01.01.2005 г. Согласно "Корректив проекта...1997 г."

для поддержания годового отбора газа на уровне 20 млрд.м³ по 2004 год, эксплуатационный фонд должен составлять 183 скважины, в т.ч. 159 действующих и 24 резервных. В период 1998 - 2004 г. предусматривалось бурение 63 проектных скважин. Падающая добыча газа должна была начаться с 2005 г.

С момента выполнения «Корректив проекта – 1997 г.» многие проектные решения значительно изменились:

- годовой отбор газа был снижен с 20,0 млрд.м³ до 18,0 млрд.м³ (согласно утвержденным вариантам «Корректив проекта – 1997 г.»)

- в 2000 г АК «Узгеонефтьгаздобыча» было принято решение о сокращении количества проектных скважин с 63 до 43 скважин и доведении фонда эксплуатационных скважин до 163 скважин.

- в 2002 году введен в эксплуатацию ШГХК.

- в августе 2003 г введена ДКС-1 высокого давления (110 кг/см²) с целью обеспечения работы установок низкотемпературной сепарации (УНТС) по извлечению конденсата в проектом режиме.

И в августе 2004 г. выполнены «Коррективы проекта разработки», где рекомендовано бурение прекратить, действующий фонд скважин постоянный -130 скважин.

Работа рассмотрена на совместном заседании НТС ОАО «O'ZLITINEFTGAZ», АК «Узгеобурнефтегаздобыча» и УДП «Шуртаннефтегаз» (протокол от 15.12.04 г.). Утвержден четвертый вариант разработки, действующий фонд составил – 130 скважин.

С 2005 г. месторождение разрабатывается согласно «Корректив проекта разработки 2004 г.».

Оценивая в целом фактическое состояние разработки месторождения следует отметить:

- действующий фонд скважин – 127, по проекту – 130;
- годовой отбор газа - 10,936 млрд.м³, по проекту - 15,0 млрд.м³;
- пластовое давление - 96,05 кг/см², по проекту - 103,8 кг/см²;

- средний дебит скважины - 248,4 тыс.м³/сут, по проекту – 350 тыс.м³/сут;

- потенциальное содержание конденсата - 31,9 г/м³ (по данным газоконденсатных исследований за 2008 г.), по проекту - 31,33 г/м³.

Как видно из таблицы 5 фактическое количество действующих эксплуатационных скважин отстает от проектного уровня за все годы разработки. Темпы отбора газа начиная с 2000 г., значительно отстают от проектных. Темп снижения годового отбора в 2005, 2006, 2007, 2008 гг. по проекту составляет 6,1%, фактически 0,8, 4, 12,5, 21 %% соответственно, при этом темп падения пластового давления по годам фактически совпадает с проектным.

Таблица 1.5

Динамика основных показателей разработки по состоянию

Показатели	Единицы измерения	Факт	По коррективам проекта разработки... 1997 г.	По коррективам проекта разработки... 2004 г.
Годовой отбор газа:				
2005 г.	млрд.м ³	15,869	18,447	18,0
2006 г.	млрд.м ³	15,808	17,035	17,0
2007 г	млрд.м ³	13,822	15,655	16,0
2008 г	млрд.м ³	10,936	14,388	15,0
Добыча газа с начала разработки	млрд.м ³	416,678	435,239	425,352
в % от утвержденных запасов	%	65,7	68,6	67,1

Изменение потенциального содержания $C_{5+В}$ в пластовом газе:				
2005 г.	г/м ³	33,8	40,33	33,66
2006 г.	г/м ³	33,3	40,06	32,69
2007 г.	г/м ³	32,4	40,0	31,92
2008 г.	г/м ³	31,9	40,0	31,33
Извлечение конденсата:				
2005 г.	тыс.т	537,9	744,0	605,88
2006 г.	тыс.т	520,8	681,0	555,73
2007 г.	тыс.т	449,5	626,0	510,72
2008 г.	тыс.т	349,4	573,0	469,95
Суммарное извлечение конденсата из пласта, с начала разработки	тыс.т	18760,8	20184,0	19049,98
в % от геологических запасов	%	50,43	54,2	51,21
Количество скважин (действующих)				
2005 г.	скв.	124	159	130
2006 г.	скв.	127	159	130
2007 г.	скв.	124	159	130
2008 г.	скв.	127	159	130
Коэффициенты фильтрационного сопротивления				

а _{ср}		6,75	12,8	5,75
В _{ср}		0,0156	0,0144	0,0122
Дебит скважины				
2005 г.	ТЫС.М ³ /СУТ	354,8	352	420
2006 г.	ТЫС.М ³ /СУТ	344,1	325	396
2007 г.	ТЫС.М ³ /СУТ	298,4	298	373
2008 г.	ТЫС.М ³ /СУТ	248,4	274	350
Пластовое давление				
2005 г.	КГ/СМ ²	120,6	125,8	126,6
2006 г.	КГ/СМ ²	110,95	117,4	118,5
2007 г.	КГ/СМ ²	103,3	109,7	110,9
2008 г.	КГ/СМ ²	96,05	102,6	103,8

Выводы по первой главе

В первой главе описывается общие данные и показатели по месторождению Шуртан, а именно Общие сведения о месторождении, анализ текущего состояния разработки, анализ действующего фонда, динамика изменения основных технологических показателей, фактические и проектные показатели.

Газоконденсатное месторождение (ГКМ) Шуртан открыто в 1974 г., введено в разработку 01.11.1980 г. Расположено месторождение на территории Гузарского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан в 20 км к западу от города Гузар и 40 км к юго-востоку от города Карши. Газоконденсатное месторождение Шуртан введено в разработку 01.11.1980 г. Динамика изменения основных технологических показателей за весь период разработки приведена в таблице 1.2 и на рисунке 1.2.

В теории и практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений принято выделять следующие периоды добычи газа: нарастающей, постоянной и падающей. Данные периоды характерны для крупных по запасам месторождений, к которым относится и месторождение Шуртан.

За весь период разработки месторождение Шуртан разрабатывалось на следующие проектные годовые отборы:

- 16 млрд.м³ газа разрабатывалось в период 1980 – 1988 гг.;
- 18 млрд.м³ газа в период 1988 – 1992 гг.; 20 млрд.м³ газа в период 1993 – 1999 гг.;
- 18 млрд.м³ газа в период 2000 – 2005 гг.

ГЛАВА 2. Особенности системы сбора, промышленной подготовки и внутри промышленного транспорта газа и конденсата на месторождении Шуртан

2.1 Краткие сведения об обустройстве промысла Шуртан

На 01.01.2009 года на месторождении Шуртан в действующем фонде находились 127 скважин, которые обустроены 15-ю сборными пунктами (СП) и 7-ю батареями. Первичная подготовка газа осуществляется на 2-х установках предварительной подготовки газа (УППГ - 1, УППГ - 2).

На УППГ-1 газ подается с месторождений: Шуртан (БВН-2) с давлением на входе 41 кг/см^2 , и температурой $54 \text{ }^\circ\text{C}$, и давлением на выходе 39 кг/см^2 и температурой $53 \text{ }^\circ\text{C}$; с месторождений Южная Тандырча, Бузахур, Восточный Бузахур и Чунагар (БВН-1) с давлением на входе 62 кг/см^2 , и температурой $36 \text{ }^\circ\text{C}$, и давлением на выходе 61 кг/см^2 и температурой $34 \text{ }^\circ\text{C}$. Газ с БВН-1 подается на Шуртанский газохимический комплекс (ШГХК).

На УППГ-2 газ подается с месторождений Шуртан, давлением на входе 42 кг/см^2 , и температурой $64 \text{ }^\circ\text{C}$, и давлением на выходе 41 кг/см^2 и температурой $63 \text{ }^\circ\text{C}$ (на 01.01.2009 г.).

Далее газ поступает на дожимную компрессорную станцию (ДКС-1 «Шуртан»), с давлением на входе $33,4 \text{ кг/см}^2$ и температурой $56 \text{ }^\circ\text{C}$, где он компримируется до давления 100 кг/см^2 и температурой $52 \text{ }^\circ\text{C}$ и поступает для дальнейшей подготовки на Головные сооружения (ГС) Шуртан, на установки низко-температурной сепарации 3+4 очереди (УНТС - 3/4), блоки цеолитовой очистки газа от сероводорода (СОУ), установки получения пропан-бутановой смеси (УППБС) и далее на ДКС и подается в магистральный газопровод (рисунок 2.10).

Для рационального использования и уменьшения потерь пластовой энергии на транспорте газа от СП, БТ до УППГ необходимо строительство дополнительных коллекторов.

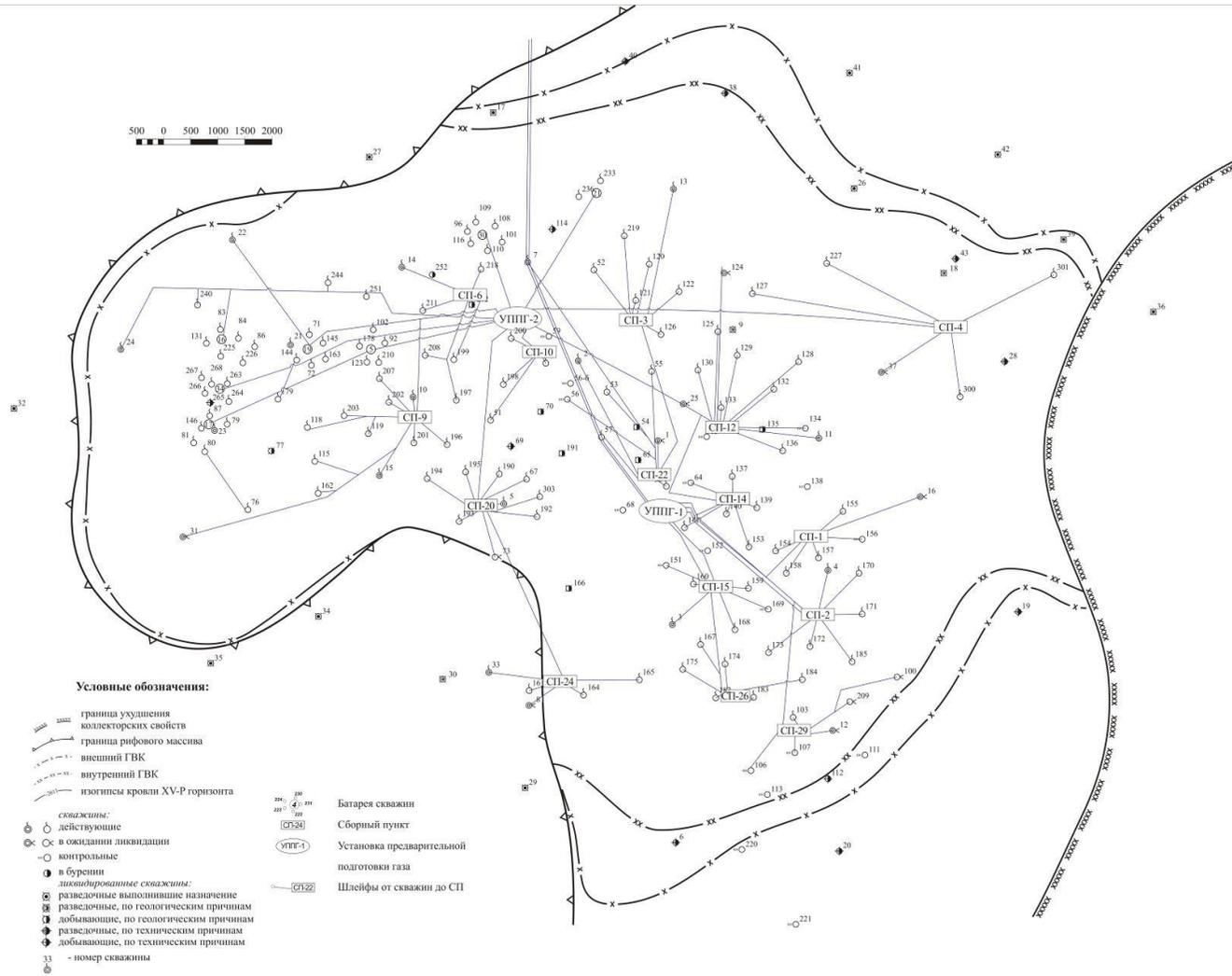


Рисунок 2.1 Схема сбора газа месторождения Шуртан (по данным УДП «Шуртаннефтегаз»)

Таблица 2.1

Распределение скважин по сборным пунктам (СП) и батареям

Номер сборного пункта, батареи	№№ п.п.	№№ скв.	Диаметр шлейфа, мм	Длина шлейфа, м	Диаметр коллектора, мм	Длина коллектора, м	Пункт назначения
1	2	3	4	5	6	7	8
СП-1	1	154	168	528	273	3545	УППГ-1
	2	155	168	935			
	3	156	168	1133			
	4	157	168	597			
	5	158	168	738			
СП-2	6	4	168	760	273	3783	УППГ-1
	7	170	168	1190			
	8	171	168	943			
	9	172	168	643			
	10	173	168	1258			
	11	185	168	1221			
СП-3	12	13	168	2524	273	3565 2432	УППГ-1
	13	52	168	1279			
	14	120	168	1215	273		УППГ-2
	15	121	168	380			
	16	122	168	632			
	17	126	168	670			
	18	219	168	450			
СП-4	19	37	168	1978	273	5258	УППГ-2
	20	127	168	3254			
	21	227	168	2262			
	22	300	168	2069			
	23	301	168	2769			
СП-6	24	14	168	1169	273	1790	УППГ-2
	25	197	168	1871			
	26	199	168	1172			

	27	208	168	1190			
	28	211	168	423			
	29	218	168	970			
СП-9	30	10	168	504	273	3088	УППГ-2
	31	15	168	1315			
	32	119	168	790			
	33	196	168	1004			
	34	201	168	615			
	35	202	168	633			
	36	203	168	1087			
СП-10	37	207	168	1165	273	608	УППГ-2
	38	51	168	1619			
	39	61	168	278			
	40	198	168	902			
СП-12	41	200	168	583	273	2292	УППГ-2
	42	11	168	2071			
	43	125	168	2151			
	44	128	168	1978			
	45	129	168	1314			
	46	130	168	1092			
	47	132	168	1308			
	48	133	168	473			
49	134	168	1673				
СП-14	50	136	168	1497	273	1671	УППГ-1
	51	137	168	948			
	52	139	168	1049			
	53	140	168	603			
	54	141	168	1060			
СП-15	55	153	168	910	273	2253	УППГ-1
	56	3	168	1250			
	57	159	168	811			
	58	160	168	427			
	59	168	168	1184			
	60	169	168	1321			

СП-20	61	5	168	346	273	3941	УППГ-2
	62	67	168	1214			
	63	73	168	1294			
	64	190	168	302			
	65	192	168	1376			
	66	193	168	881			
	67	194	168	1203			
	68	195	168	670			
	69	303	168	1348			
СП-22	70	1	168	490	273 426	4106 698	УППГ-2 УППГ-1
	71	2	168	3153			
	72	7	168	4759			
	73	50	168	358			
	74	53	168	2310			
	75	55	168	2560			
	76	57	168	2180			
СП-24	77	33	168	1600	273	3945	УППГ-2
	78	161	168	856			
	79	164	168	236			
	80	165	168	2070			
СП-26	81	167	168	1165	273	4514	УППГ-1
	82	174	168	695			
	83	175	168	960			
	84	182	168	292			
	85	183	168	840			
	86	184	168	1576			
СП-29	87	12	168		273	6315	УППГ-1
	88	100	168	1480 (к шл. скв. 209)			
	89	103	168	337			
	90	106	168	986			
	91	107	168	323			
	92	209	168	1306			

Окончание таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
БТ-5	93	92	168	140	273	3080	УППГ-1
	94	102	168	175			
	95	123	168	145			
	96	178	168	180			
	97	210	168	100			
	98	251	168	711 (к шл. скв. 102)			
БТ-16	99	24	168	2559	273	4600	УППГ-2
	100	83	168	170			
	101	84	168	180			
	102	86	168	160			
	103	131	168	160			
	104	225	168	200			
	105	226	168	164			
	106	240	168	435			
БТ-17	107	23	168	110	273	3080	УППГ-2
	108	76	168	1232 (к шл. скв. 80)			
	109	79	168	227			
	110	80	168	96			
	111	81	168	133			
	112	87	168	125			
БТ-19	113	146	168	145	325	4234	УППГ-2
	114	21	168	166			
	115	22	168	133			
	116	71	168				
	117	72	168	135			
	118	144	168	175			
	119	145	168	207			
	120	163	168	110			
	121	179	168	920			

				(к шл. скв. 144)			
БТ-21	122	236	168	215	168	4200	УППГ-2
	123	233	168	200			
БТ-30	124	96	168	130	273	2220	УППГ-2
	125	101	168	140			
	126	108	168	120			
	127	109	168	140			
	128	110	168	140			
	129	116	168	120			
БТ-34	130	263	168	170	426	4300	УППГ-2
	131	264	168	159			
	132	266	168	191			
	133	267	168	165			
	134	268	168	220			

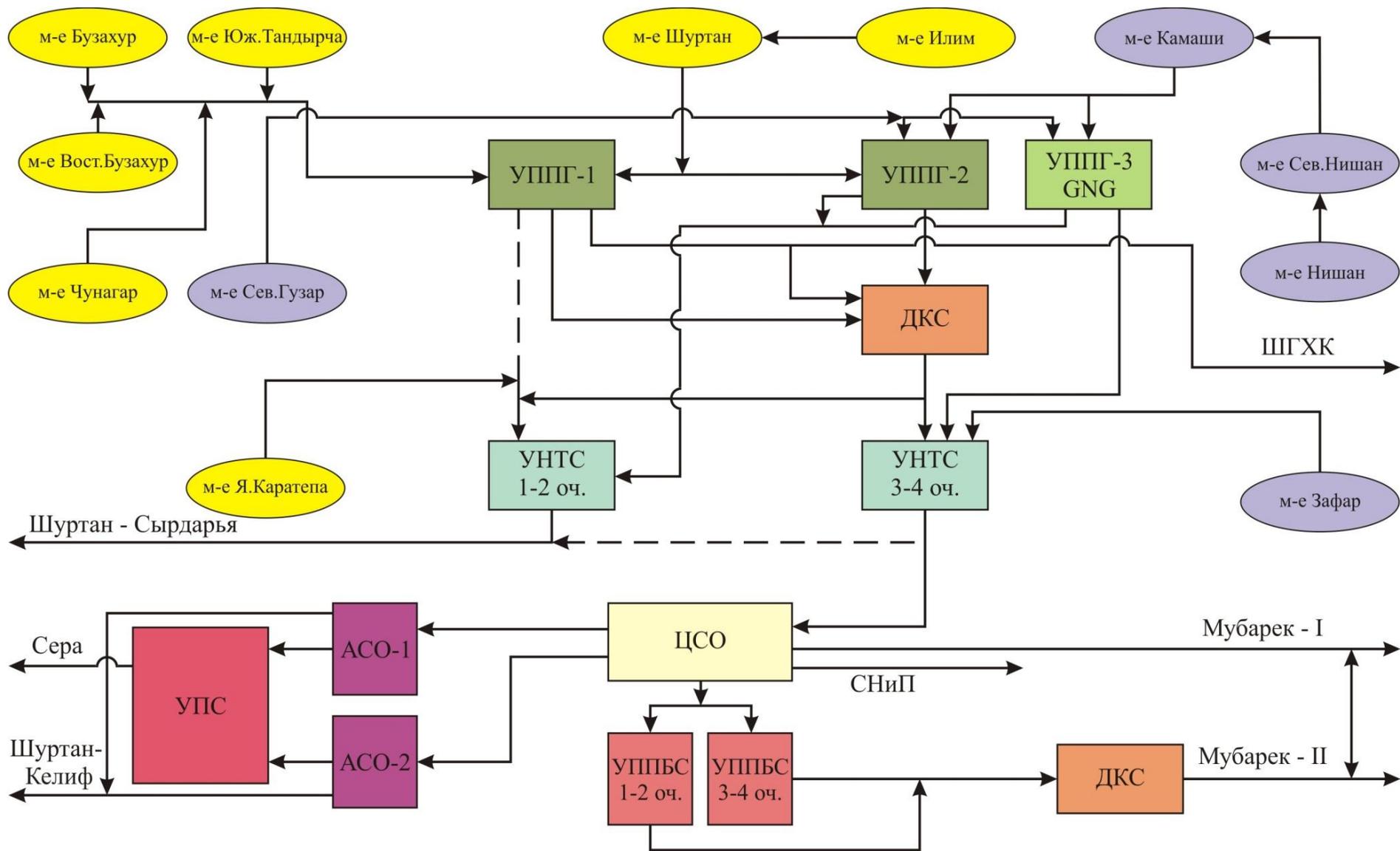


Рисунок 2.2 Схема подготовки газа на ГС Шуртан (по данным УДП «Шуртаннефтегаз»)

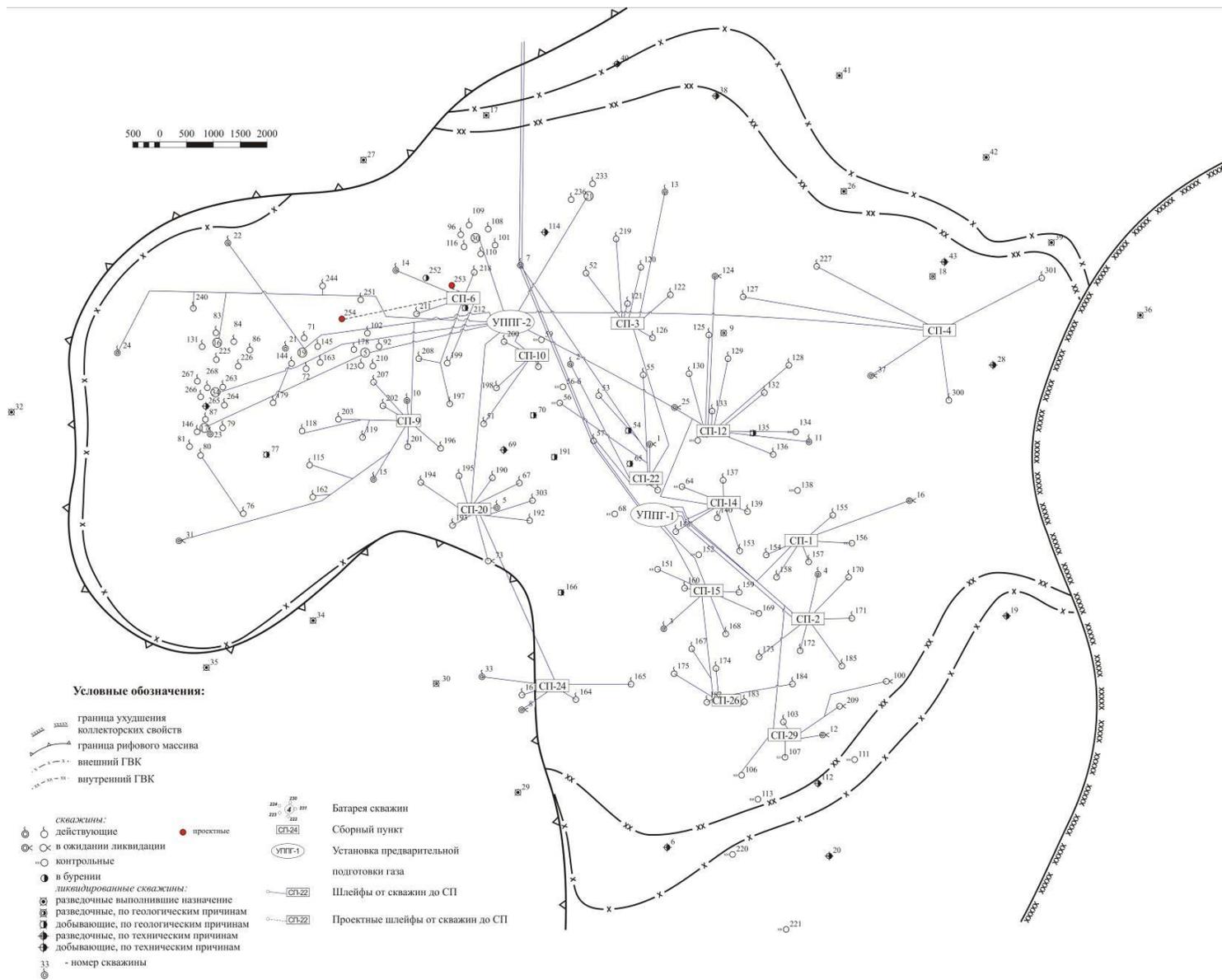


Рисунок 2.3 Схема сбора газа месторождения Шуртан по варианту 1

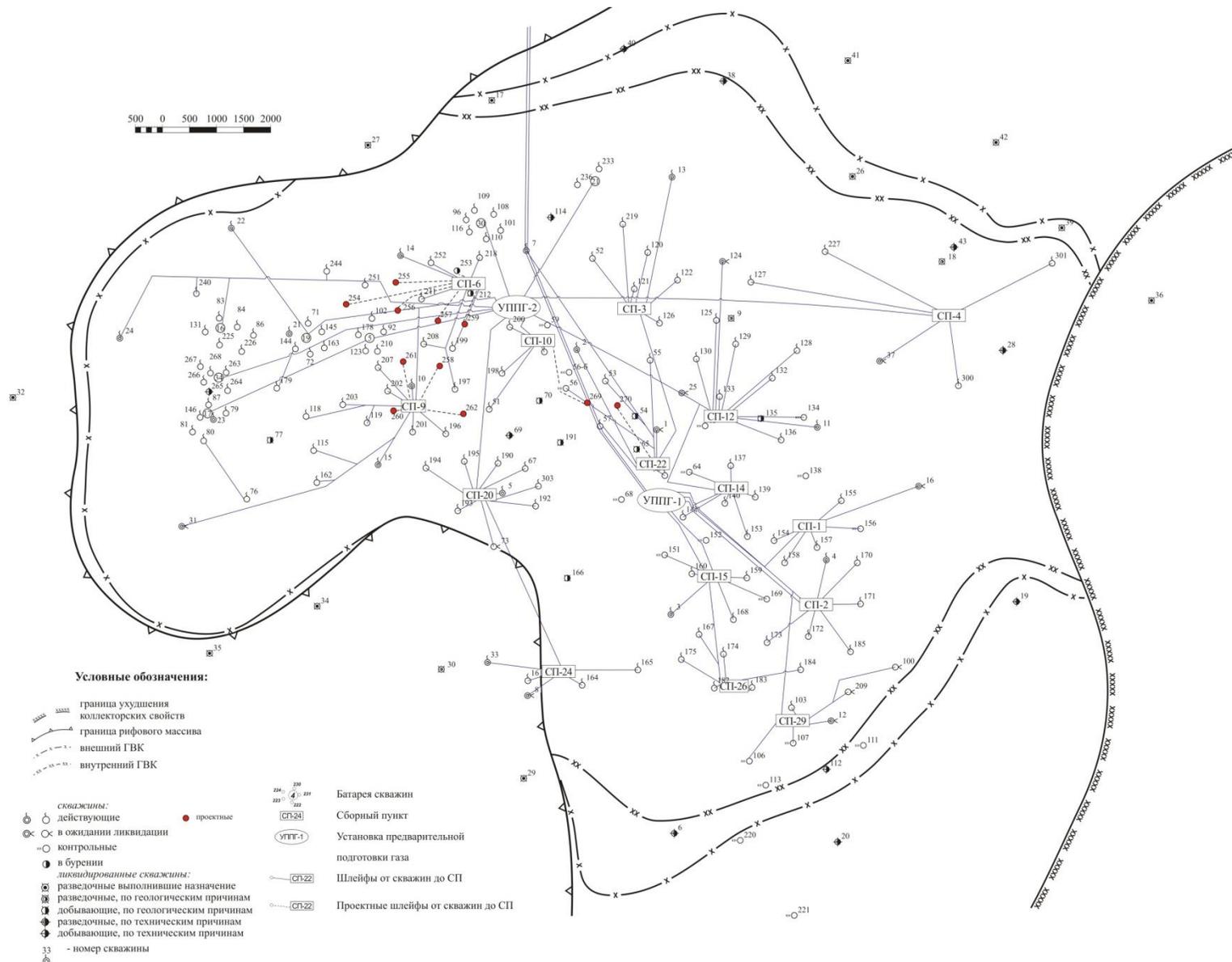


Рисунок 2.4 Схема сбора газа месторождения Шуртан по варианту 2

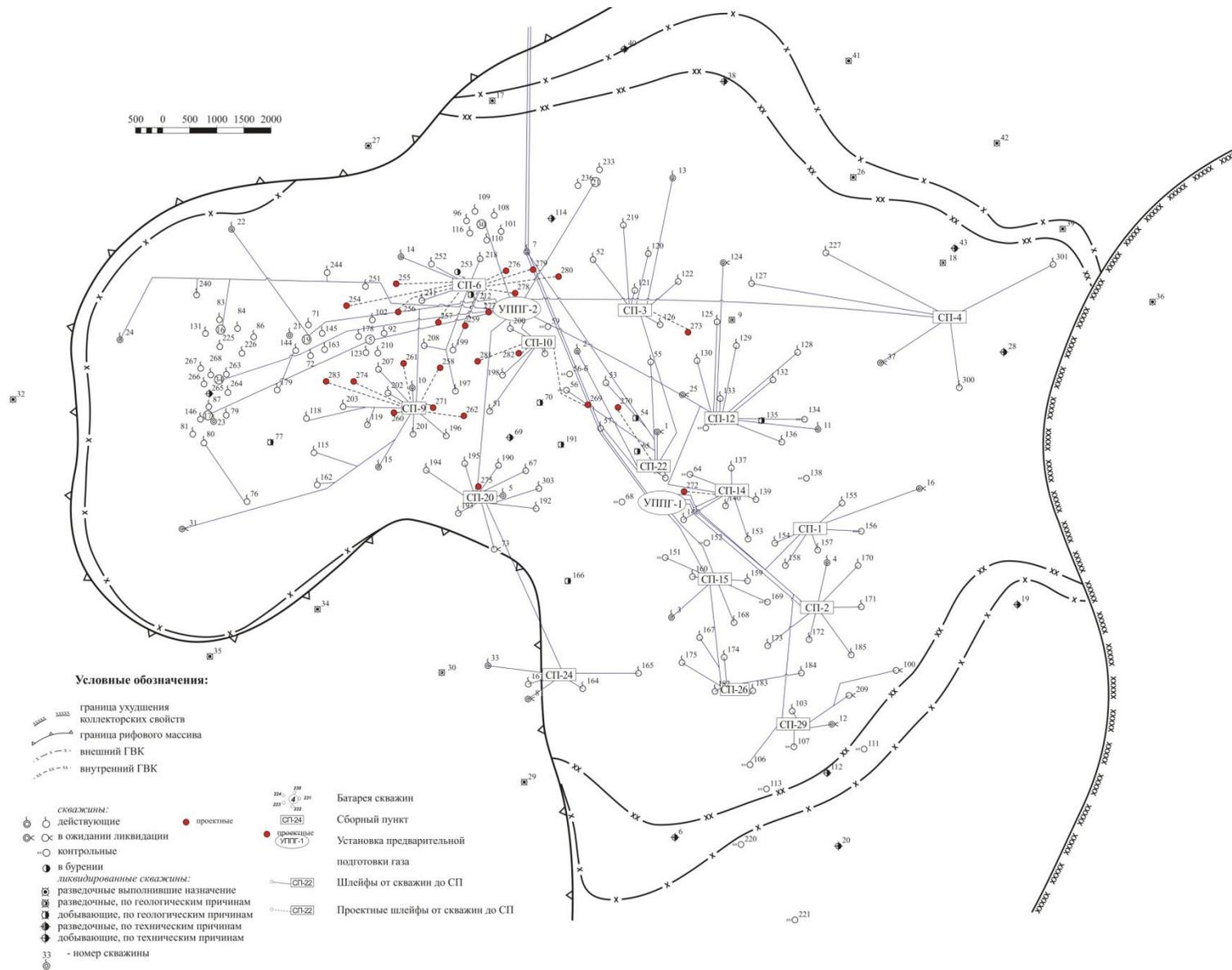


Рисунок 2.5 Схема сбора газа месторождения Шуртан по варианту 3

Таблица 2.2

Предварительный гидравлический расчет коллекторов, системы сбора газа месторождения Шуртан

Наименование трубопроводов	Диаметр, мм	Протяженность, м	Существующая схема сбора (31,42 · 10 ⁶ м ³ /сут. в 2009 г.)		
			Объем газа, млн.м ³ /сут.	Давление на входе, кг/см ²	Давление на выходе, кг/см ²
СП-1-УППГ-1	273	3545	0,75	52,0	50,0
СП-2-УППГ-1	273	1783	1,45	52,0	49,0
СП-3-УППГ-1	273	3565	1,3	52,0	48,0
СП-4-УППГ-2	273	5258	1,0	52,0	48,0
СП-6-УППГ-2	273	1790	2,0	52,0	47,0
СП-9-УППГ-2	273	3088	2,85	52,0	35,0
СП-10-УППГ-2	273	608	1,1	52,0	51,0
СП-12-УППГ-1	273	2292	1,43	52,0	49,0
СП-14-УППГ-1	273	1671	1,2	52,0	50,0
СП-15-УППГ-1	273	2253	0,95	52,0	51,0
СП-20-УППГ-2	273	3941	2,2	52,0	39,0
СП-22-УППГ-1	273	698	1,4	52,0	51,0
СП-24-УППГ-2	273	3945	1,05	52,0	49,0
СП-26-УППГ-1	273	6315	1,7	52,0	41,0
БТ-5-УППГ-2	273	3080	1,85	52,0	45,0

БТ-16-УППГ-2	273	4600	1,95	52,0	41,0
БТ-17-УППГ-2	273	3080	1,57	52,0	47,0
БТ-19-УППГ-2	273	4234	2,37	52,0	36,0
БТ-21-УППГ-2	168	3967	0,4	52,0	39,0
БТ-30-УППГ-2	273	2220	1,6	52,0	48,0
БТ-34-УППГ-2	273	4300	1,3	52,0	47,0
Итого			31,42		

Таблица 2.3

Строительство дополнительных коллекторов от СП и БТ до УППГ по месторождению Шуртан

Год	Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
	от	до	коллектор		от	до	коллектор		от	до	коллектор	
			диаметр, мм	длина, км			диаметр, мм	длина, км			диаметр, мм	длина, км
2010					СП-9	УППГ-2	325	3,088	СП-9	УППГ-2	325	3,088
					СП-6	УППГ-2	325	1,790	СП-6	УППГ-2	325	1,790
2011	СП-9	УППГ-2	273	3,088	БТ-19	УППГ-2	273	4,234	БТ-19	УППГ-2	273	4,234
	СП-6	УППГ-2	273	1,790	БТ-21	УППГ-2	168	3,967	БТ-21	УППГ-2	168	3,967
	БТ-21	УППГ-2	168	3,967	СП-20	УППГ-2	273	3,941	СП-20	УППГ-2	273	3,941
	БТ-19	УППГ-2	273	4,234	СП-26	УППГ-1	273	6,315	СП-26	УППГ-1	273	6,315
2012	СП-20	УППГ-2	273	3,941	СП-3	УППГ-1	273	3,565	СП-3	УППГ-1	273	3,565
	СП-26	УППГ-1	273	6,315	БТ-16	УППГ-2	273	4,600	БТ-16	УППГ-2	273	4,600
					СП-12	УППГ-1	273	2,292	СП-12	УППГ-1	273	2,292
					БТ-5	УППГ-2	273	3,080	БТ-5	УППГ-2	273	3,080
2013	СП-3	УППГ-1	273	3,565								
	БТ-16	УППГ-2	273	4,600								
2018	БТ-5	УППГ-2	273	3,080								
2019	СП-12	УППГ-1	273	2,292								

В связи с естественным, в процессе эксплуатации, истощением пластовой энергии месторождения Шуртан для обеспечения подготовки запланированного отбора газа с месторождения, в сентябре 2003 г. была построена ДКС-1 «Шуртан». С вводом ДКС-1 месторождение Шуртан перешло на режим компрессорной эксплуатации.

На ДКС-1 «Шуртан» установлено четыре компрессора (три рабочих и один резервный), сконструированных для работы с 10 рабочими колесами, в двухсекционном исполнении, с охлаждением компримированного газа после каждой секции. Приводом компрессора является газотурбинный агрегат LM-2500, оснащенный силовой турбиной мощностью 23 МВт.

В начальный период ДКС-1 имела четыре ступени сжатия – по два рабочих колеса в двух секциях, обеспечивающих работу ДКС-1 на выходное давление 100 кг/см² до снижения давления на ее входе до 40 кг/см². По регламенту эксплуатации ДКС-1 «Шуртан» (параметры эксплуатации гарантированные контрактом приведены в таблице 9) работа обеспечивалась до 2010 г., и в 2011 г. была запланирована модернизация с установкой дополнительных двух колес (по одному на каждую секцию).

В 2005 г., согласно регламенту, ДКС-1 «Шуртан» должна была компримировать газ тремя рабочими агрегатами в объеме 13,5 млрд.м³ в год. Но в связи с вводом в этом же году в работу дополнительного резервного агрегата компрессорная стала компримировать до 18 млрд.м³ газа в год, что привело к снижению давления на входе компрессорной. В связи с чем, возникла необходимость модернизации компрессора в более ранние сроки. Дополнение к регламенту эксплуатации ДКС-1 «Шуртан» после ввода четвертого агрегата.

В таблице 2.4 приведены фактические данные по работе ДКС-1. На рисунке 2.6 приведено сравнение прогнозных и фактических давлений на входе ДКС-1. Из рисунка видно несоответствие фактических параметров и прогнозных.

Таблица 2.4

Гарантированные контрактом параметры эксплуатации ДКС-1 Шуртан

Годы	Производительность, млн.м ³ /сутки	Давление, кг/см ²		Температура, °С		Влагосодержание, г/м ³
		на входе ДКС	на выходе ДКС	на входе ДКС	на выходе ДКС	
2003	40,8	74,85	110,0	70,8	53,0	6,13
2004	40,8	67,91	110,0	70,0	53,0	6,44
2005	40,8	62,20	110,0	69,5	53,0	6,75
2006	37,9	56,80	110,0	68,9	53,0	7,10
2007	33,8	52,31	110,0	68,1	53,0	7,65
2008	39,9	48,13	110,0	67,2	53,0	8,16
2009	32,6	44,36	110,0	66,2	53,0	8,56
2010	29,4	40,79	110,0	65,2	53,0	8,89
2011	26,5	37,53	110,0	64,0	53,0	9,36
2012	23,8	34,57	110,0	62,8	53,0	9,62
2013	21,3	31,71	110,0	61,5	53,0	10,0
2014	19,0	29,16	110,0	60,1	53,0	10,65
2015	16,6	26,82	110,0	58,7	53,0	11,17
2016	14,4	24,68	110,0	57,2	53,0	11,54
2017	12,1	22,64	110,0	55,7	53,0	11,91
2018	10,0	20,80	110,0	54,1	53,0	12,34
2019	8,0	19,07	110,0	52,7	53,0	12,74
2020	6,3	17,54	110,0	50,7	53,0	13,32
2021	4,8	16,11	110,0	49,0	53,0	13,93
2022	3,2	14,79	110,0	49,0	53,0	14,68
2023	2,5	13,56	110,0	49,0	53,0	15,61

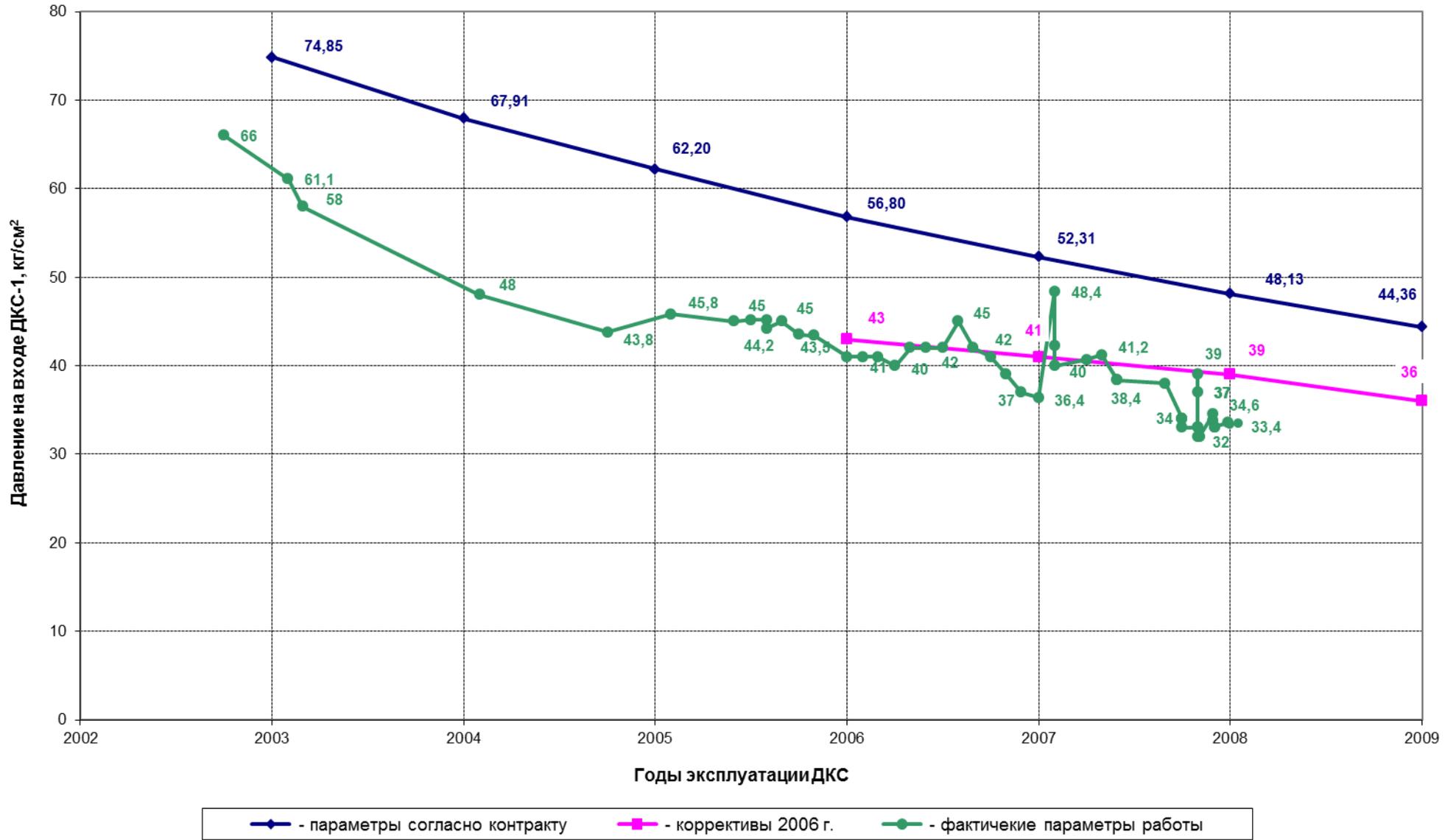


Рисунок 2.6 Сравнение прогнозных и фактических параметров работы ДКС-1 «Шуртан».

По варианту 1 в 2015 г. на ДКС-1 «Шуртан» необходимо проведение модернизации с заменой СПЧ D12R6B на D12R8B, что позволит снизить давление на входе до 15 кг/см², производительность при этом составит 22 млн.м³/сут. (7,3 млрд.м³/год). В 2020 г. необходимо проведение очередной модернизации с заменой СПЧ D12R8B на D12R10B, что позволит снизить давление на входе до 10 кг/см², производительность при этом составит 12,5 млн.м³ (4,1 млрд.м³/год). Данная модернизация с заменой СПЧ D12R8B на D12R10B контрактом не предусматривалась, и в данном варианте в 2020 г. необходимо строительство новой ДКС-2 «Шуртан» с минимальным давлением на входе 5 кг/см² и давлением на выходе 15 кг/см², с максимальной производительностью 22 млн.м³/сут (7,3 млрд.м³/год), при этом ориентировочная максимальная мощность ДКС-2 «Шуртан» составит 12,6 МВт.

По варианту 2 в 2013 г. необходимо строительство новой ДКС-2 «Шуртан» с минимальным давлением на входе 5 кг/см² и давлением на выходе 25 кг/см², с максимальной производительностью 32 млн.м³/сут (10,5 млрд.м³/год), при этом ориентировочная максимальная мощность ДКС-2 «Шуртан» составит 37 МВт (таблицы 12, 13, рисунок 17). Строительство ДКС-2 «Шуртан» позволяет без очередной модернизации ДКС-1 «Шуртан» (замена СПЧ D12R6B на D12R8B) сохранить производительность ДКС-1 «Шуртан» на уровне 10,5 млрд.м³/год.

По варианту 3 в 2012 г. планируется ввод ДКС-2 «Шуртан» с минимальным давлением на входе 5 кг/см² и давлением на выходе 36 кг/см², с максимальной производительностью 40 млн.м³/сут (13,2 млрд.м³/год), при этом ориентировочная максимальная мощность ДКС-2 «Шуртан» составит 83,0 МВт (таблицы 12, 13, рисунок 17). Строительство ДКС-2 «Шуртан» позволяет без очередной модернизации ДКС-1 «Шуртан» (замена СПЧ D12R6B на D12R8B) сохранить производительность ДКС-1 «Шуртан» на уровне 13,2 млрд.м³/год.

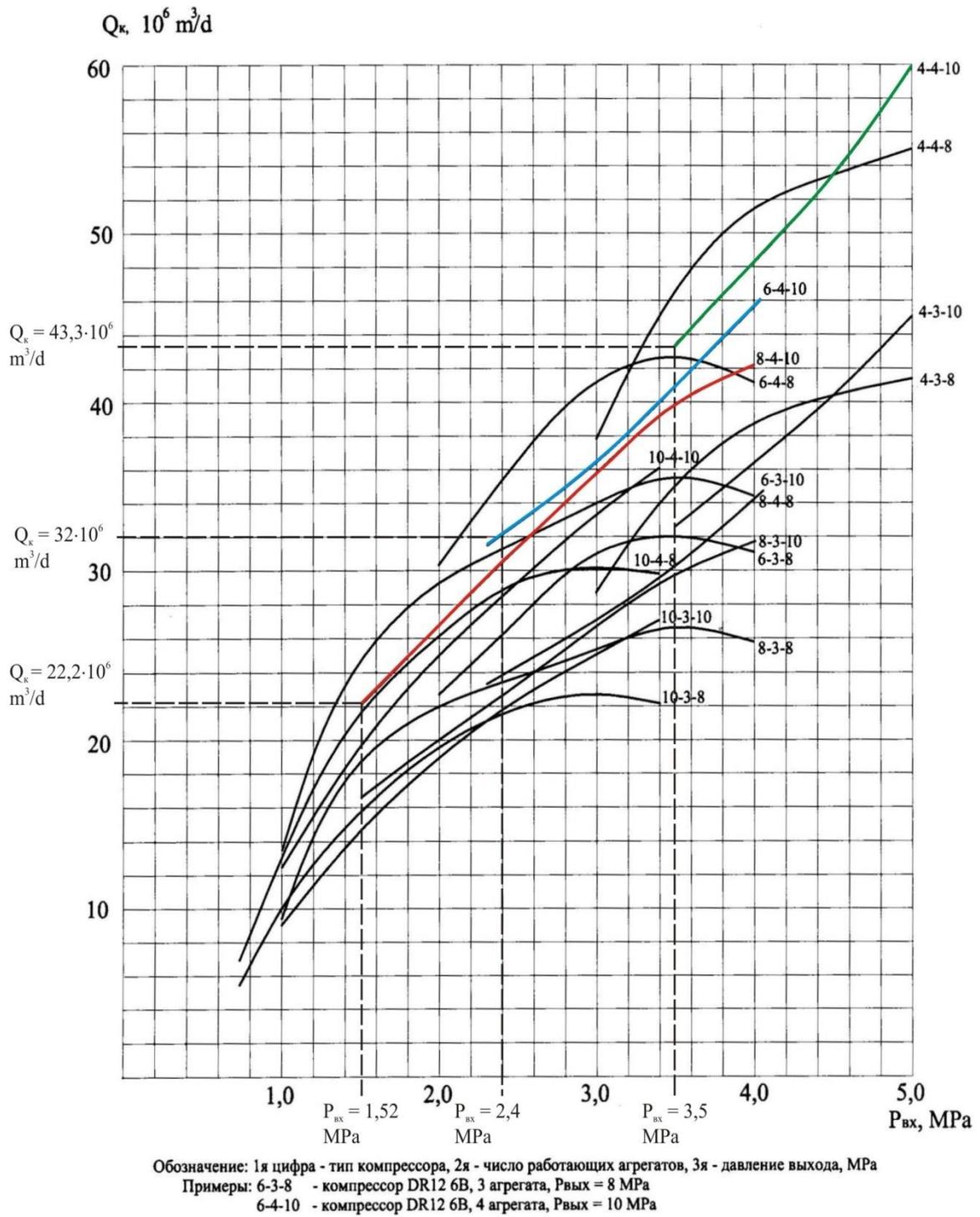


Рисунок 2.7 Характеристика ДКС-1 «Шуртан» с различным оснащением (гарантированная подача)

Таблица 2.5

Расчет мощности ДКС-2 «Шуртан» по вариантам разработки

Годы	Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
	суточный отбор, млн/м ³	давление, кг/см ²		мощность ДКС-2, МВт	суточный отбор, млн/м ³	давление, кг/см ²		мощность ДКС-2, МВт	суточный отбор, млн/м ³	давление, кг/см ²		мощность ДКС-2, МВт
		на входе	на выходе			на входе	на выходе			на входе	на выходе	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2012	31,1	27,5	15,0	-31,2	31,5	25	25	0,0	40,0	20,0	36,0	44,7
2013	29,5	26,7	15,0	-28,2	31,1	22,6	25,0	5,6	40,0	15,0	36,0	68,9
2014	28,0	24,3	15,0	-22,7	30,7	18,4	25,0	17,3	36,9	13,0	36,0	75,2
2015	26,5	22,0	15,0	-17,3	30,3	14,2	25,0	32,5	33,9	11,0	36,0	82,0
2016	25,1	19,8	15,0	-12,0	28,0	13,0	25,0	35,1	31,1	10,0	36,0	82,2
2017	23,7	17,9	15,0	-7,3	26,1	12,0	25,0	37,0	28,4	9,0	36,0	82,3
2018	22,3	16,4	15,0	-3,5	23,9	11,7	25,0	35,2	25,8	9,0	36,0	74,8
2019	21,0	15,1	15,0	-0,2	22,2	11,3	25,0	34,3	23,7	9,0	36,0	68,7
2020	19,7	14,0	15,0	2,4	20,6	10,8	25,0	33,8	21,7	9,0	36,0	62,9
2021	18,5	12,9	15,0	5,0	19,0	10,3	25,0	33,2	19,5	9,0	36,0	56,5
2022	17,3	12,0	15,0	7,0	17,8	9,5	25,0	34,2	18,2	7,0	36,0	64,3
2023	16,1	11,4	15,0	8,1	16,3	8,8	25,0	34,1	16,5	7,0	36,0	58,3
2024	15,0	10,7	15,0	9,3	15,2	8,5	25,0	33,0	15,1	7,0	36,0	53,3
2025	14,1	10,2	15,0	10,1	14,1	8,0	25,0	32,6	12,5	7,0	36,0	44,1
2026	13,0	9,8	15,0	10,3	13,2	7,6	25,0	32,1	12,1	7,0	36,0	42,7
2027	12,2	9,3	15,0	10,9	12,2	7,4	25,0	30,4	11,3	7,0	36,0	39,9

2028	11,4	8,9	15,0	11,2	11,3	7,2	25,0	28,9	10,5	6,0	36,0	41,3
2029	10,7	8,7	15,0	11,0	10,5	7,1	25,0	27,2	9,4	6,0	36,0	37,0
2030	9,9	8,5	15,0	10,7	9,7	6,7	25,0	26,5	8,7	6,0	36,0	34,3
2031	9,2	8,3	15,0	10,4	8,9	6,4	25,0	25,3	7,7	6,0	36,0	30,3
2032	8,5	7,9	15,0	10,4	8,0	6,2	25,0	23,3	6,8	6,0	36,0	26,8
2033	8,2	7,3	15,0	11,4	7,8	6,0	25,0	23,4	6,2	6,0	36,0	24,4
2034	7,9	6,9	15,0	11,9	7,1	6,0	25,0	21,3	5,6	6,0	36,0	22,1
2035	7,2	6,7	15,0	11,3	6,5	6,0	25,0	19,5	5,1	6,0	36,0	20,1

Таблица 2.6

**Модернизация ДКС-1 «Шуртан» и ввод ДКС-2 «Шуртан» по месторождению Шуртан
по вариантам разработки**

Годы	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
2012	-	-	строительство ДКС-2 (минимальное давление на входе – 5 кг/см ² , давление на выходе 36 кг/см ² , 25 МВт × 4 агрегата)
2013	-	строительство ДКС-2 (минимальное давление на входе – 5 кг/см ² , давление на выходе 25 кг/см ² , 25 МВт × 2 агрегата)	-
2015	СПЧ D12R6B на D12R8B	-	-
2020	строительство ДКС-2 (минимальное давление на входе – 5 кг/см ² , давление на выходе 15 кг/см ² , 6,3 МВт × 2 агрегата)	-	-

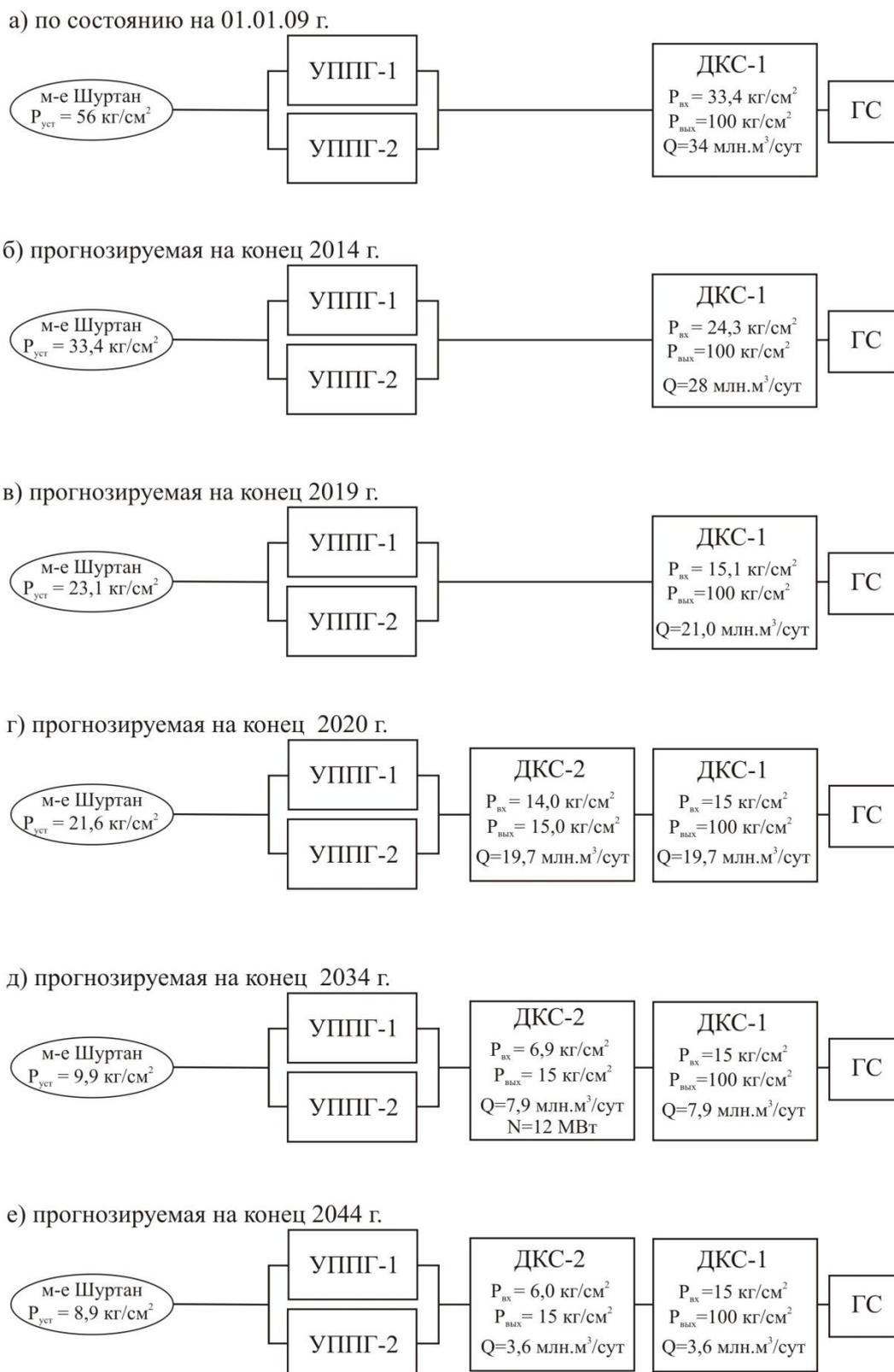
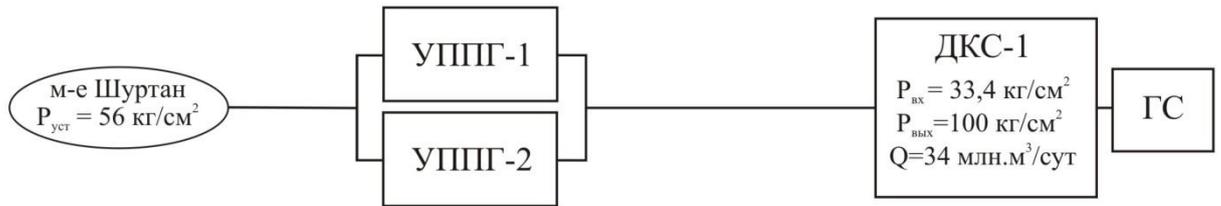
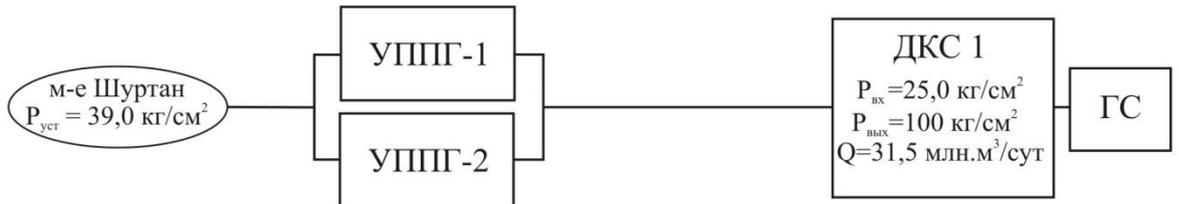


Рисунок 2.8 **Схема сбора и подготовки газа по варианту 1**

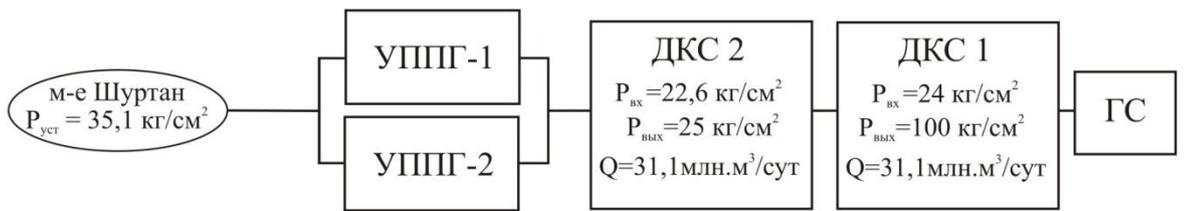
а) по состоянию на 01.01.09 г.



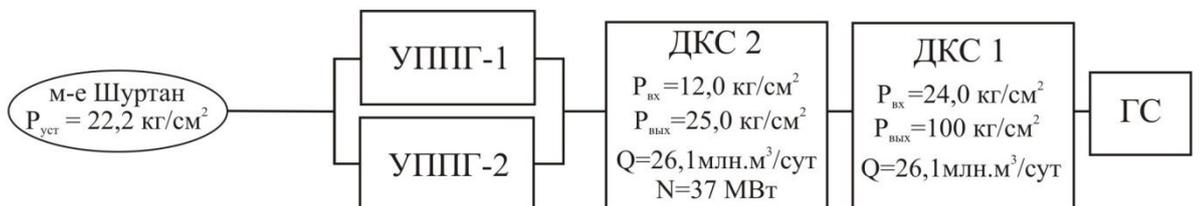
б) прогнозируемая на конец 2012 г.



в) прогнозируемая на конец 2013 г.



г) прогнозируемая на конец 2017 г.



д) прогнозируемая на конец 2041 г.

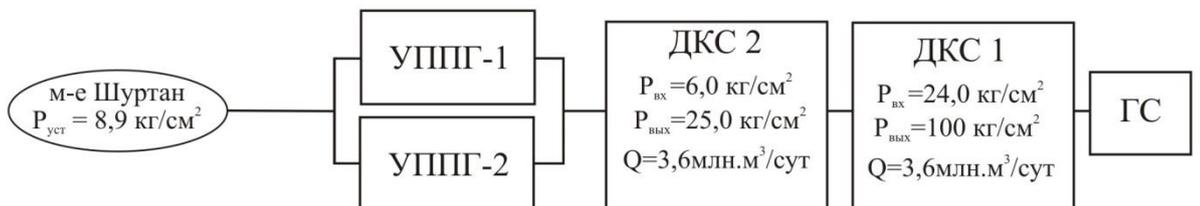
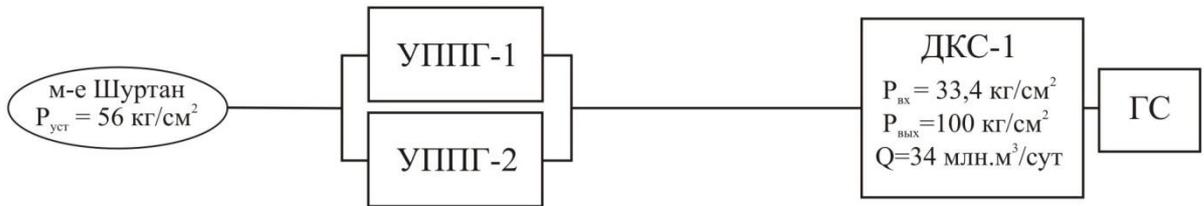
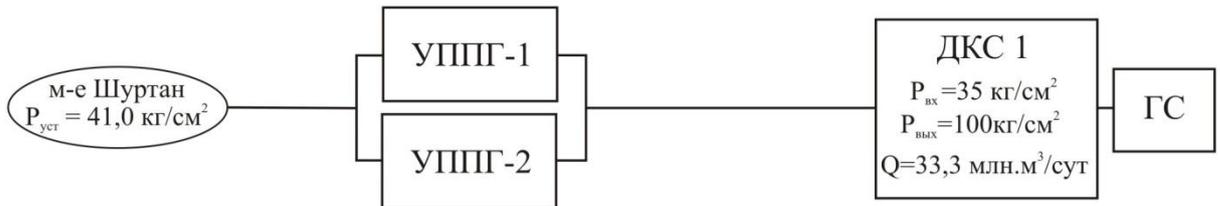


Рисунок 2.9 Схема сбора и подготовки газа по варианту 2

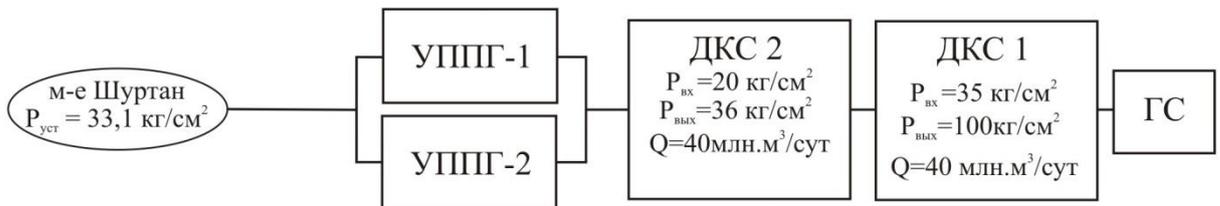
а) по состоянию на 01.01.09 г.



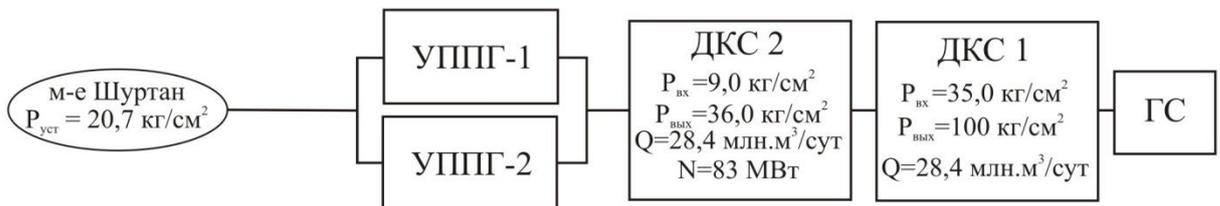
б) прогнозируемая на конец 2011 г.



в) прогнозируемая на конец 2012 г.



г) прогнозируемая на конец 2017 г.



д) прогнозируемая на конец 2035 г.

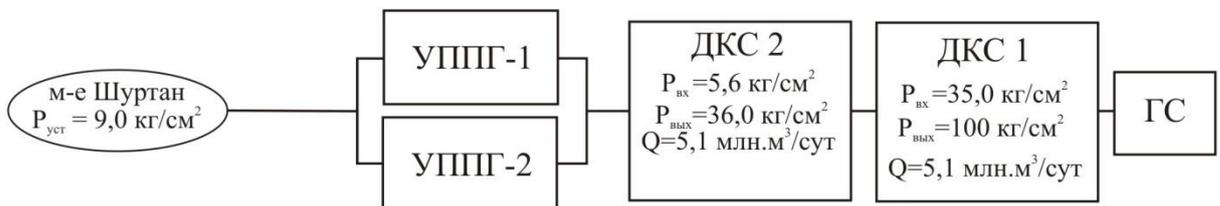


Рисунок 2.10 **Схема сбора и подготовки газа по варианту 3**

2.2 Рекомендации по антикоррозионной защите скважин и наземных коммуникаций

В пластовом газе месторождения Шуртан содержатся агрессивные компоненты: сероводород, молярная доля, % – 0,08, уголекислота, молярная доля, % - 2,77. Пластовый газ характеризуется как низкосернистый.

В связи с присутствием в природном газе месторождения сероводорода, вид коррозионных процессов и их скорость будут определяться этим компонентом.

На месторождении Шуртан контроль за интенсивностью коррозии скважинного оборудования и наземных коммуникаций, а также эффективностью мероприятий по антикоррозионной защите, разработкой рекомендаций по антикоррозионной защите, по применению различных видов ингибитора коррозии, методов закачки раствора ингибитора и периодичности обработок осуществляется лабораторией антикоррозионной защиты института с 1984 г.

Проведение контроля за эффективностью мероприятий по антикоррозионной защите на месторождении позволяет сделать определенные выводы о возможной агрессивности продукции скважин рассматриваемого месторождения и мероприятиях по их антикоррозионной защите. Для защиты скважинного оборудования на месторождении использовался метод закачки раствора ингибитора по трубному пространству с продавкой его в продуктивный пласт.

В 1987 г. институтом был выполнен отчет «Уточненные показатели проекта разработки на объем годовой добычи газа 24 млрд.м³». При утверждении отчета было рекомендовано институту выполнить комплекс опытно-промышленных исследований для выявления зависимости коррозии скважинного оборудования от скорости потока газа в скважинах.

В 1988 г. лабораторией антикоррозионной защиты были проведены исследования по определению влияния скорости потока газа на скважинах

на скорость общей коррозии, а также на эффективность защитного действия способа закачки раствора ингибитора в продуктивный пласт.

Исследования проведены на 9 действующих газовых скважинах (№№ 151, 52, 4, 7, 2, 169, 141, 159, 140) с установкой на скважинах образцов-свидетелей из трубной стали марки «С-75». Скорость коррозии определяли по образцам-свидетелям на общую коррозию.

По каждой скважине был установлен рассчитанный режим работы, скорость потока газа на устье скважин была 12, 14, 16, 18, 20 м/с.

На основании анализа результатов опытных работ был сделан вывод, что определяющим фактором уровня общей коррозии является режим ингибирования скважин. На месторождении Шуртан эксплуатационные скважины могут работать с параметрами при скоростях потока газа до 13 м/с включительно, с сохранением высокой степени антикоррозионной защиты, при этом необходимо обеспечить своевременное ингибирование трубного и затрубного пространства, согласно разработанным рекомендациям.

Повышение скорости потока газа до 15 м/с даже при относительно невысокой общей коррозии до 0,1 мм/год ведет к изменению поверхности стали и, как следствие, к интенсификации коррозионных процессов, к снижению эффективности ингибиторной защиты.

Агрессивность среды в затрубном пространстве скважин с негерметичным затрубьем невысокая, периодическое ингибирование обеспечивает высокий уровень защиты.

Анализ скорости коррозии на контрольных скважинах месторождения Шуртан по образцам-свидетелям, изготовленных из трубных сталей «С-75», «Р-110», «Д-20» показывает, что при соблюдении рекомендаций по антикоррозионной защите они низкие и лежат в пределах 0,03 – 0,10 г/м² час, т.е. степень защиты равна 80 % и выше, а в основном – 95 - 98 % (скорость коррозии в неингибированной среде продукции скважин на месторождении Шуртан 0,24 - 0,47 г/м² час).

Опыт эксплуатации месторождения Шуртан позволяет сделать вывод, что уровень коррозии в низкосернистой продукции скважин определяется, в основном, качеством выполнения рекомендаций по антикоррозионной защите и не зависит от вида конструкции скважин. Скважины в беспакерном исполнении с точки зрения борьбы с коррозией газопромыслового оборудования не имеют каких-либо принципиальных особенностей, препятствующих их эффективной антикоррозионной защите.

В связи со снижением пластового давления на месторождении Шуртан на скважинах перешли к ингибированию трубного пространства раствором ингибитора без продавки его в продуктивный пласт.

На месторождении Шуртан антикоррозионная защита должна включать следующие мероприятия:

- для снижения уровня коррозии выполнять своевременное и качественное ингибирование скважин;

- ингибиторные обработки осуществлять раствором ингибитора 10 % объемных концентрации по скважинам – трубное и затрубное пространства ежеквартально. При ингибировании трубного пространства скважина после окончания подачи раствора выдерживается в закрытом состоянии 5 часов, после чего вводится в эксплуатацию;

- внутрипромысловые газопроводы ингибировать методом поршневания (пропуска ингибиторной пробки) один раз в 6 месяцев, при этом одно из ингибирований производить в октябре-ноябре месяце;

- продолжить контроль за текущим коррозионным состоянием газопромыслового оборудования по образцам-свидетелям для установления фактического уровня антикоррозионной защиты. По результатам контроля эксплуатации провести анализ и внести коррективы в данные рекомендации.

УДП «Шуртаннефтегаз» регулярно проводятся ингибиторные обработки для защиты скважинного оборудования от коррозии. Так за 2005 год было проведено 115 обработок, за 2006 год – 75 обработок, за

2007 год – 108 обработок по группе Шуртанских месторождений. За 2008 год на скважинах месторождения Шуртан было проведено 107 обработок ингибитором «Додикор» (6,5 %).

2.3 Рекомендации по контролю за разработкой месторождения

Контроль за разработкой включает решение вопросов: изучения особенностей залежи, свойств и условий залегания коллекторов, уточнение начальных запасов, окончательной выработкой месторождения. Коэффициент газонасыщенности относится к числу наиважнейших параметров продуктивного пласта, которые необходимы при оценке полноты выработки залежи. Контроль за продвижением контура газоносности предусматривает решение таких вопросов, как определение текущего положения ГВК, характера поверхности раздела водоносной и газоносной зон, а также уточнение режима разработки месторождения.

Основными технологическими параметрами эксплуатации рассматриваемого месторождения, требующих постоянного контроля, являются:

- дренируемые запасы газа, определение общего характера (зон) дренирования продуктивных залежей в условиях неравномерного расположения скважин;
- продуктивность эксплуатационных скважин;
- газоконденсатосодержание добываемого газа;
- обводненность газовых скважин;

Известно, что газодинамическое состояние продуктивных залежей в процессе их разработки оценивается темпом снижения пластового давления.

С целью уточнения и контроля за динамикой изменения основных технологических параметров эксплуатации скважин и в целом

месторождения рекомендуется проведение комплекса следующих исследований:

1. Регулярное (не менее одного раза в квартал) получение информации по скважинам о динамике статических давлений для оценки динамики пластовых давлений в эксплуатируемых продуктивных залежах.

2. Контрольные измерения пластового давления глубинными манометрами в отдельных скважинах один раз в год.

3. Ежеквартальный замер рабочих давлений по действующему фонду скважин.

4. Периодическое (не менее одного раза в год) проведение газодинамических исследований на всех действующих скважинах, с целью определения продуктивности скважин (определение фильтрационно-гидравлической характеристики системы «пласт-скважина», определение ее потенциальных добывных возможностей с учетом технологических ограничений).

5. Регулярное (не менее одного раза в год) проведение на скважинах исследований по определению газоконденсатной характеристики добываемого газа.

6. Проведение специальных исследований (гидрогеологических, гидрохимических и геофизических и др.), целью которых является определение условий скопления и выноса жидкости, а также твердых примесей с забоя скважины, установление фактической величины допустимой (максимальной депрессии). При этом необходимо организовывать регулярный отбор проб воды, получаемой в скважине вместе с углеводородным флюидом, проведение лабораторного анализа этих проб.

7. Один раз в два года проводить комплекс промыслово-геодезических исследований (термометрия, дебитометрия, ННКТ, НГК, АКЦ) в интервале залегание продуктивных горизонтов.

8. До пуска скважин в эксплуатацию выполнить фоновый замер температуры по всему стволу скважины.

В таблице 14 приведены виды и периодичность исследований (газодинамических, газоконденсатных геофизических и коррозионных) необходимых для решения вопросов по контролю за разработкой месторождения.

Таблица 2.7

Виды и периодичность исследований

Вид исследований	Периодичность	Примечания
Замеры рабочих, статических давлений и температур	1 раз в квартал	Замеры проводятся по всему действующему фонду газовых скважин, для определения оптимального технологического режима.
Газогидродинамические исследования	2 раз в год	Проводятся по всему действующему фонду скважин, а также на скважинах вводимых из консервации, из бурения и капремонта (с обязательным отбором проб и контролем за выносимой продукцией).
Газоконденсатные исследования	1 раз в год	Газоконденсатные исследования проводятся по всему действующему фонду скважин (или по опорным скважинам), с составлением материального баланса в системе скважина – УНТС Шуртан (определение потерь и выхода конденсата по всем ступеням сепарации).
Глубинные замеры давлений и температур по продуктивным	1 раз в год	Проводить на скважинах из действующего фонда, а также на скважинах выходящих из бурения,

горизонтам		капремонта, вводимых из консервации и по рекомендуемым проектом наблюдательным скважинам.
Отбор и физико-химический анализ проб воды. Замер статических уровней воды	1 раз в квартал	Контроль за изменением статических уровней и изучением ионно-солевого состава пластовых вод производить на наблюдательных скважинах
Комплекс промыслово-геофизических исследований (термометрия, дебитометрия, ННКТ, НГК, АКЦ)	1 раз в два года	Обязательное проведение комплекса геофизических исследований по эксплуатационным скважинам, а также скважинам выходящим из бурения, и кап.ремонта, вводимых из консервации
Опытно-промысловые исследования о возможной агрессивности продукции скважин.		Проведение контроля за интенсивностью коррозии, а также за эффективностью мероприятий по антикоррозионной защите скважинного оборудования и наземных коммуникаций.

Выводы по второй главе

Во второй главе рассмотрен технологический процесс системы сбора, промышленной подготовки и транспортировки газа и газоконденсата на месторождении, а также контроль за разработкой месторождения.

На УППГ-1 газ подается с месторождений: Шуртан (БВН-2) с давлением на входе 41 кг/см^2 и давлением на выходе 39 кг/см^2 , с месторождений Южная Тандырча, Бузахур, Восточный Бузахур и Чунагар (БВН-1) с давлением на входе 62 кг/см^2 и давлением на выходе 61 кг/см^2 . Газ с БВН-1 подается на Шуртанский газо-химический комплекс (ШГХК).

На УППГ-2 газ подается с месторождений Шуртан, давление на входе 42 кг/см^2 и давлением на выходе 41 кг/см^2 .

Далее газ поступает на дожимную компрессорную станцию (ДКС-1 «Шуртан»), с давлением на входе $33,4 \text{ кг/см}^2$ и температурой $56 \text{ }^\circ\text{C}$, где он компримируется до давления 100 кг/см^2 и температурой $52 \text{ }^\circ\text{C}$ и поступает для дальнейшей подготовки на Головные сооружения (ГС) Шуртан, на установки низко-температурной сепарации 3+4 очереди (УНТС - 3/4), блоки цеолитовой очистки газа от сероводорода (СОУ), установки получения пропан-бутановой смеси (УППБС) и далее на ДКС и подается в магистральный газопровод.

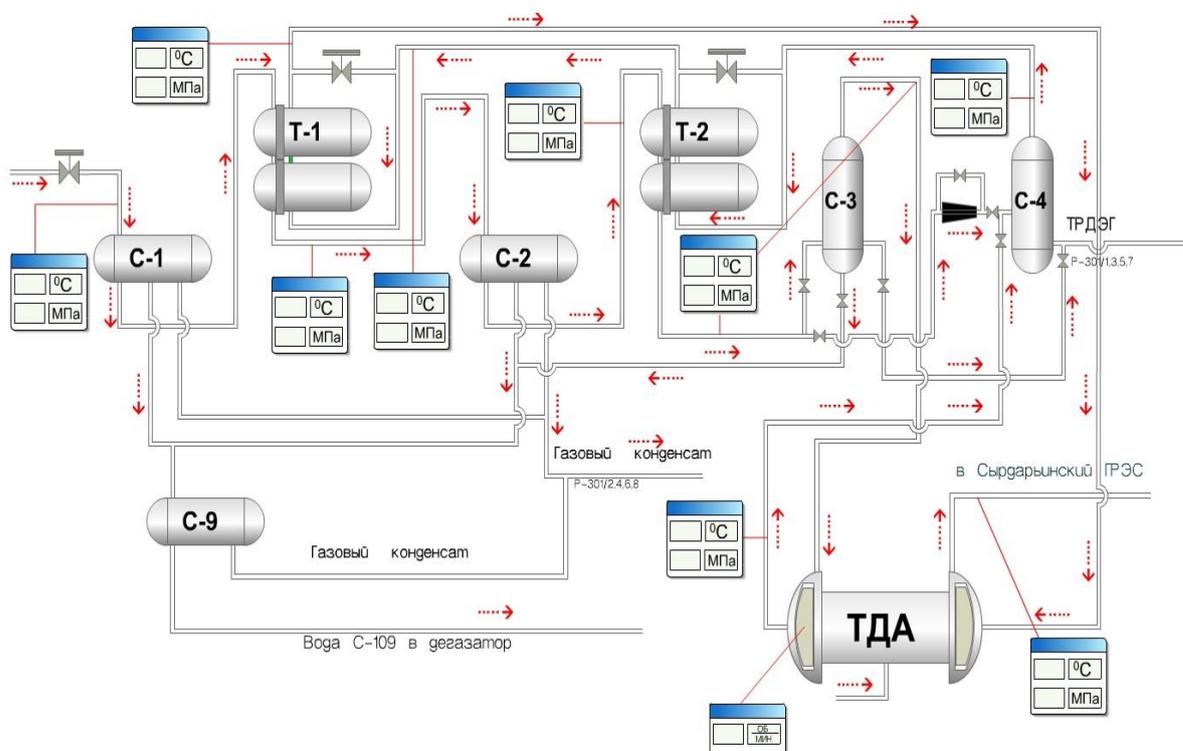
Контроль за разработкой включает решение вопросов: изучения особенностей залежи, свойств и условий залегания коллекторов, уточнение начальных запасов, окончательной выработкой месторождения. Коэффициент газонасыщенности относится к числу наиважнейших параметров продуктивного пласта, которые необходимы при оценке полноты выработки залежи. Контроль за продвижением контура газоносности предусматривает решение таких вопросов, как определение текущего положения ГВК, характера поверхности раздела водоносной и газоносной зон, а также уточнение режима разработки месторождения.

ГЛАВА 3. Сопоставительный анализ процесса охлаждения газа

В конце XX и в начале XXI веков отрасль нефти и газа достигла высокого этапа технологического развития. Потребности в нефти и газе увеличились. Многолетний опыт в этой отрасли и достижения науки, направленные на интенсификацию геологоразведочных работ, бурения, добычи, углубление переработки и на снижение потерь при транспортировке нефти и газа путем внедрения высококачественного оборудования и модернизации существующих технологий, позволяют на сегодняшний день увеличить товарный продукт от получаемого сырья и значительно уменьшить вред окружающей среде.

В период падающей добычи разработки месторождений большее внимание уделяется вопросу повышения эффективности установки НТС для предварительного извлечения жидких углеводородов и влаги из природного газа.

В диссертационной работе рассмотрены 3 процесса охлаждения газа в НТС.

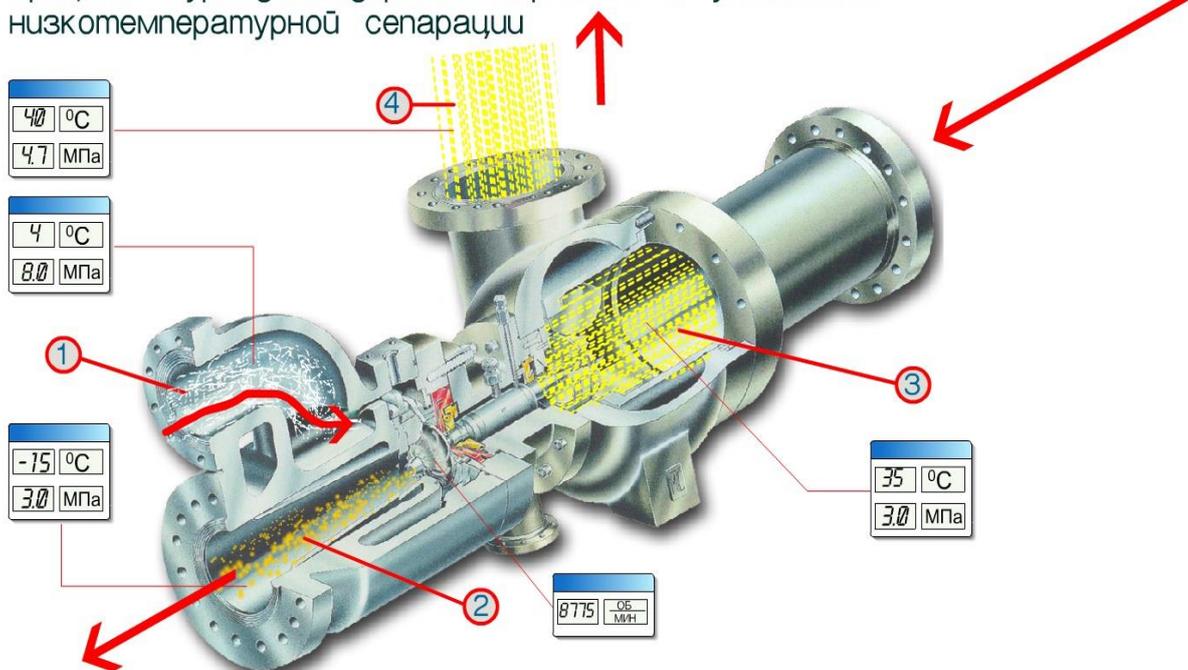


3.1 Дросселирование (эффект Джоуля — Томпсона)

Одним из основных процессов, используемым для снижения температуры газа при его подготовке к транспорту является адиабатическое расширение при его протекании — через суженное сечение под воздействием разности давлений без совершения внешней работы и теплообмена с окружающей средой. В узком сечении скорость потока возрастает, кинетическая энергия расходуется на внутреннее трение между молекулами. Природный газ из сепаратора проходит через кран, регулируемый сопловой аппарат и поступает на вход в турбину. За счет расширения газа в турбине, обеспечивается его охлаждение до температуры минус (10-20 °С). Дистанционно управляя приводом соплового аппарата, оператор имеет возможность изменять расход газа через турбину и тем самым влиять на режим работы агрегата.

3.2 Расширение с совершением внешней работы (турбодетандерный агрегат)

Процесс турбодетандерного агрегата в установке низкотемпературной сепарации



Если на пути потока, двигающегося под воздействием разности давлений, поставить детандер (расширительную машину, в которой поток вращает колесо или толкает поршень), то энергия потока будет совершать внешнюю полезную работу. При этом после детандера одновременно с понижением давления будет снижаться и температура газа.

3.3 Вихревой эффект (эффект Ранка — Хильша)

Вихревой эффект создается с помощью специального устройства — вихревой трубы, и основан на разделении теплого и холодного воздуха в закрученном потоке внутри трубы.

В процессе изучения собранных материалов было проанализировано каждый процесс в отдельности. Действительно, каждый из указанных процессов способствует снижению температуры потока газа, в результате в соответствие с изотермой конденсации из входного потока газа выделяется конденсат и происходит осушение и отбензинивание газа для дальнейшей безопасной транспортировки. В результате снижения давления в процессе разработки месторождений природного газа, в том числе на изучаемом объекте со временем возникает необходимость внесения изменений на установках НТС с целью повышения эффективности процесса подготовки газа, следовательно выбора наиболее приемлемой технологии и его аппаратного исполнения

Результаты расчета, проведенные с использованием соответственного программного обеспечения, с целью сопоставления эффективности каждого из указанных выше технологий при одинаковых параметрах входного потока газа, показали:

1. При входе сырого газа 97428,46 кг/ч, 125000,00 м³/ч с температурой 45°С и давлением 7,6 МПа, выход товарного газа составляет 95003,74 кг/ч, 124330,10 м³/ч с температурой 26°С и давлением 5,3 МПа. В условиях

штуцера, газ выходит с температурой -6°C и давлением 7,37-5,45 МПа. Отделённый стабильный конденсат составляет 2066 кг/ч.

2. При входе сырого газа 97428,46 кг/ч, 125000,00 м³/ч с температурой 45°C и давлением 6,5 МПа, выход товарного газа составляет 94752,19 кг/ч, 124045,05 м³/ч с температурой 36°C и давлением 5,3 МПа. В условиях турбодетандерного агрегата, газ выходит с температурой -12°C и давлением 6,2-4,7 МПа. Отделённый стабильный конденсат составляет 2160 кг/ч.
3. При входе сырого газа 97428,46 кг/ч, 125000,00 м³/ч с температурой 45°C и давлением 6,3 МПа, выход товарного газа составляет 94854,32 кг/ч, 124099,33 м³/ч с температурой 36°C и давлением 5,2 МПа. В условиях турбодетандерного агрегата, газ выходит с температурой -8°C и давлением 6,0-4,7 МПа. Отделённый стабильный конденсат составляет 2100 кг/ч.

По результатам мы видим, что при снижении давления на 0,2 МПа при одних и тех же условиях, и количествах входа сырого газа при условиях штуцера температура повышается от -10°C до -6°C , что уменьшает отделение стабильного конденсата на 61 кг/ч. Соответственно мы можем прогнозировать, что падение пластового давления приводит к увеличению температуры до плюсовой при условии штуцера. В результате мы можем потерять товарное качество газа и усложнение транспортировки.

Однако в условиях турбодетандерного агрегата мы явно видим, что даже при тех же количествах входного сырого газа с давлением на 1,3 МПа ниже, мы получаем -12°C , что увеличивает количество получаемого стабильного конденсата на 23 кг/ч по сравнению с первым расчетом 2127 кг/ч.

Ещё одно преимущество заключается в том, что с помощью турбодетандерного агрегата мы получаем в процессе охлаждения газа энергию потока, что позволяет использовать ее на собственные нужды.

Выводы по третьей главе

В третьей главе выполнен сопоставительный анализ процесса охлаждения газа. В качестве вариантов охлаждения рассмотрены три варианта: дросселирование, расширение с совершением внешней работы и вихревой эффект.

В конце XX и в начале XXI веков отрасль нефти и газа достигла высокого этапа технологического развития. Потребности в нефти и газе увеличились. Многолетний опыт в этой отрасли и достижения науки, направленные на интенсификацию геологоразведочных работ, бурения, добычи, углубление переработки и на снижение потерь при транспортировке нефти и газа путем внедрения высококачественного оборудования и модернизации существующих технологий, позволяют на сегодняшний день увеличить товарный продукт от получаемого сырья и значительно уменьшить вред окружающей среде.

После сопоставления полученных результатов можно будет выбрать наиболее подходящий вариант низкотемпературной сепарации. Выбор является расширением с совершением внешней работы – турбодетандерный агрегат. При равных количествах входного сырого газа с давлением на 1,3 Мпа, получим -12°C , что увеличивает количество получаемого стабильного конденсата.

Заключение

Системный анализ - это стратегия изучения сложных систем. В качестве метода исследования в нем используется математическое моделирование, а основным принципом является декомпозиция сложной системы на более простые подсистемы (принцип иерархии системы). В этом случае математическая модель системы строится по блочному принципу: общая модель подразделяется на блоки, которым можно дать сравнительно простые математические описания. Необходимо иметь в виду, что все подсистемы взаимодействуют между собой, составляя общую единую математическую модель.

Особый вклад системного анализа в решение различных проблем заключается в том, что он позволяет выявить факторы и взаимосвязи, которые впоследствии могут оказаться весьма существенными, дает возможность видоизменить методику наблюдений и построить эксперимент так, чтобы эти факторы были включены в рассмотрение, и освещает слабые места гипотез и допущений.

Одной из основных причин некачественной промышленной обработки газа является относительно низкая эффективность работы сепарационного оборудования УКПГ.

Качество промышленной подготовки газа и конденсата во многом определяется режимом работы технологических установок. Каждая установка обладает своим оптимальным режимом работы, зависящим от конструкции аппаратов и свойств обрабатываемой пластовой смеси. Любое отклонение режима от оптимального в конечном счете приводит к ухудшению качества подготовки газа и конденсата. Поэтому особое значение приобретает определение оптимальных режимов работы установок различных конструкций на различных месторождениях, что

представляет собой весьма сложную задачу. Это относится как к действующим, так и к проектируемым установкам.

Современная промысловая аппаратура, как правило, проходит ряд опытных исследований на лабораторных стендах, пилотных установках, опытно-промышленных образцах [1-8]. В ходе этих исследований совершенствуются конструктивные узлы, проверяется эффективность работы отдельных элементов аппаратов в различных режимах работы. Весь процесс создания новых конструкций длителен и сложен, испытания опытно-промышленных образцов порою чрезвычайно трудоемки. Главное состоит в том, что полученные результаты не могут быть экстраполированы на иные промысловые условия.

Объясняется это тем, что [9] в настоящее время не разработаны методы расчета, позволяющие определить состав газожидкостной смеси на выходе аппарата в зависимости от исходного состава смеси, конструкции аппарата, а также всей технологической схемы промысловой обработки продукции газоконденсатного месторождения. Как совершенно справедливо указывается в работе [9], отсутствие научных основ прогнозирования процессов разделения газожидкостных потоков на всем их пути от устья скважин и до сепарационного оборудования включительно становится одной из причин (и не редко доминирующей) нарушения проектных технологических режимов работы установки НТС.

Использование научных основ прогнозирования процессов разделения газоконденсатных потоков позволит создавать физически более обоснованные математические модели типовых процессов промысловой обработки газа. Без таких моделей невозможно построение автоматизированных систем проектирования и управления процессов промысловой обработки, что является неотъемлемой частью научно-технического прогресса в этой области газовой промышленности.

В этом плане заметной вехой стало появление целого ряда работ Синайского Э.Г. с соавторами [9-19], в которых была предпринята серьезная попытка восполнения указанного пробела в традиционно принятом подходе к проблеме расчетов и прогнозирования работы сепарационных устройств [20-28].

Вместе с тем, не умаляя значение нового подхода следует отметить, что указанный комплекс работ [9-20] еще не может рассматриваться как теоретически завершенное раскрытие механизма процессов сепарации газожидкостных потоков. Более того, ряд положений, представляемых как теоретически обоснованные, не могут быть приняты однозначно в таком качестве. Это связано с характером интерпретации некоторых экспериментальных результатов. Она, не вступая в противоречие с экспериментальными данными, открывает лишь одну сторону изучаемого явления.

Основные положения существующей методической базы расчета эффективности сепарационных устройств определяются следующими положениями [9,29]. Изложение их будем сочетать с краткими замечаниями по существу отдельных факторов, определяющих либо протекание процесса, либо отдельные стадии расчета его эффективности. В последующем наиболее значительные из этих замечаний будут проанализированы более развернуто. Одно из таких замечаний уже рассмотрено выше - в главе 3 и касается вариантов формирования структуры потока газожидкостной смеси в трубопроводах, соединяющих скважины и технологическую установку подготовки газа.

В настоящее время широко используется метод расчета процесса сепарации, основанный на предложении о существовании термодинамического равновесия между жидкой и газовой фазами. Он использует уравнение состояния многокомпонентной углеводородной смеси. Этот метод в [7-19, 29] классифицируется как статический, поскольку предполагается, что при заданных значениях давления,

температуры и состава исходной смеси происходит полное разделение фаз и наступает термодинамическое равновесие. Применение этого метода к расчету процесса сепарации должно дать возможность установить количество жидкой фазы, которое может быть отсепарировано от газа при условии, что эффективность сепарации составляет 100 % (заметим, что такое условие не обязательно требует установления термодинамического равновесия между жидкой и газовой фазами). Для проведения технологических расчетов с учетом конструкции сепаратора необходимо вводить заданную поправку на унос жидкости из сепаратора. Однако, унос не остается постоянным, а изменяется не только с течением времени эксплуатации аппарата за счет изменения давления, температуры и состава обрабатываемой смеси [9, 29], но и за счет эффективности работы предшествующих параллельных технологических аппаратов УКПГ (обеспечивающих жизнедеятельность основного технологического оборудования). В основе его лежит учет динамики процесса разделения двухфазных многокомпонентных систем под действием изменен давления, температуры, параметров потока и свойств двухфазной смеси и геометрии области, в которой происходит течение. Основная задача, которая при этом решается, состоит в определении эффективности процесса разделения фаз в сепараторах.

Газоконденсатная смесь, поступающая из скважины, движется в двухфазном газоконденсатном состоянии. Жидкая фаза находится в виде капель разного размера, взвешенных в турбулентном потоке газа также в виде тонкой пленки, движущейся по поверхности трубы под действием внешнего потока газа. В процессе движения газожидкостной смеси между взвешенными каплями и пленкой жидкости происходит непрерывный массообмен. Часть капель под действием силы тяжести и поперечных турбулентных пульса осаждаются на поверхности трубы. Одновременно с поверхности жидкой пленки в результате потери устойчивости под влиянием потока газа срываются капли и попадают в газовый поток. При

движении капель в турбулентном потоке они могут коагулировать и дробиться. За счет изменения термобарических условий в подводящем трубопроводе и особенно при прохождении смеси через устройства предварительной конденсации (дроссель, теплообменник, турбодетандер) в потоке происходит образования новых капель. Образование и рост этих капель идут в условия термодинамической неравновесности.

Таким образом, в сепаратор поступает газ, содержащий капли жидкости и пленку жидкости, которая, попадая в сепаратор, дробится. Образующиеся при этом капли, как утверждается в [9, 29], крупнее капель, попавших в сепаратор с потоком газа. Эти крупные капли практически все осаждаются в сепараторе. Поэтому на эффективное работы сепаратора в первую очередь оказывает влияние возможно осаждения капель, находящихся в потоке газа. В связи с этим в [9, 29] ограничиваются рассмотрением капель в потоке газа, поступающем в сепаратор, и удаления этих капель из газа в сепараторе.

Выше мы уже отмечали, что такой механизм зарождения формирования структуры потока в подводящих трубопроводах между скважинами и УКПГ представляет собой частный случай, который может иметь место только для случаев использования труб малого диаметра и соответственно реализации в них высоких скорости газожидкостного потока. Поэтому указанные выше суждения [9, 29] могут быть приложимы лишь для участков трубопроводов

между собой технологические аппараты установки после первой ступени. Хотя и здесь часто подводящие трубопроводы реально выполнены с использованием колен в зонтальной и вертикальной плоскостях (во многом это следствие структурных особенностей сепараторов). Они становятся источниками значительных возмущений потока в трубопроводе, обуславливая возникновение нового интенсивного процесса дробления жидкостной пленки, движущейся по внутренней поверхности трубы. Наряду с этим ниже будет показано

(опираясь на результаты экспериментальных исследований), что этот процесс может характеризоваться образованием капель самого разного диаметра от крупных до мельчайших - в зависимости от конкретных условий протекания этого процесса).

Для оценки эффективности работы сепаратора обычно используют коэффициент эффективности, представляющий из себя отношение количества жидкой фазы, осевшей в сепараторе, к количеству жидкой фазы, содержащейся в газовом потоке на входе в сепаратор.

$$\eta = Q_{oc} / Q_v$$

На величину η оказывает большое влияние формирование дисперсной фазы в подводящем трубопроводе и процесс конденсации устройствах предварительной конденсации - УПК, расположенных перед сепаратором. Таким образом, на эффективность сепарации оказывают комплексное влияние все процессы, происходящие как в подводящем трубопроводе и УПК, так и в самом сепараторе.

УПК применяют в составе УКПГ после "освобождения газового потока от основной массы капельной взвеси и механических примесей сепараторе первой ступени" (входной сепаратор) [9]. Последующие аппараты и устройства технологической установки необходимы для конденсации высококипящих углеводородов и паров воды. С этой целью проводят охлаждение газового потока за счет дросселирования либо использования искусственного холода. При этом непосредственное охлаждение газа может происходить в теплообменнике, холодильнике или дросселе (штуцере). Кстати, такие элементы технологических трубопроводов как колена, осуществляющие поворот потока в горизонтальной или вертикальной плоскостях, в работах [9, 29] не отнесены к категории УПК, хотя они существенно искажают структуру газожидкостного потока в их трубопроводах.

Необходимым условием конденсации пара в объеме является наличие его пересыщения, для оценки которого используют параметр, называемый степенью перенасыщения, представляющий отношение давления пара компонента смеси над каплей к давлению насыщенного пара над плоскостью той же жидкости, что и капля. Чем больше степень пересыщения, тем больше образуется жидких капель.

Если образование капель происходит на ядрах конденсации, говорят о гетерогенной конденсации. Если образование капель происходит в результате -конденсации пара на самопроизвольна образующихся зародышах, то такой процесс называют гомогенно конденсацией. На газоконденсатных промыслах в устройства предварительной конденсации попадает газовая смесь, содержащая мелкие капли, поэтому в них реализуется преимущественно процесс гетерогенной конденсации.

В настоящей диссертации нужно было определить, что турбодетандерные агрегаты намного эффективнее по сравнению со штуцерами. Они составляют из себя простые конструкции и полностью автоматизированы, что гарантирует их безопасную эксплуатацию. Кроме этого, не совершая внешних воздействий, мы можем получить дополнительную энергию, что позволяет использовать ее в собственные нужды. С помощью ДКС мы можем долгосрочно получать требуемое давление для турбодетандерного агрегата, что позволяет увеличить срок ее эксплуатации.

Использованная литература

1. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин /Под ред. Зотова Г.А., Алиева З.С., М.: Недра, 1980, с.300
2. Гриценко А.И., Гриценко И.А., Юшкин В.В., Островская Т.Д. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. - М.: Недра, 1995, с.432.
3. Маслов В.М. Оценка адекватности традиционных моделей разработки газоконденсатных месторождений. Сб. Проблемы разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений и промышленная обработка добываемого сырья. Ташкент, 1995, ч.1, с.27-34.
4. Маслов В.М., Арсланов А.А., Вехов П.П., Курязов Э.К., Уравлев С.Р. Новый подход к проблеме максимизации текущих отборов конденсата. Ташкент, ГФНТИ, 1994, с.80.
5. Маслов В.М. Основные аспекты новой концепции стратегия проектирования и управления разработкой газоконденсатного месторождения с позиций системного подхода. Сб. Проблемы разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений и промышленная обработка добываемого сырья. Ташкент, 1995, ч.1, с.17-22.
6. Маслов В.М., Вагапов И.Х. Методический подход к обоснованию объективности учета термодинамической неустойчивости работы технологических ниток УКПГ при построении расчетной схемы определения "состава добываемого газа перед входом в УКПГ". Сб. Проблемы разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений и промышленная обработка добываемого сырья. Ташкент,

1995, ч.1, с.91-101.

7. Закиров С.А., Варламов А.И. Максимизация текущих отбором конденсата. Обзор. инф.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭГазпром, 1983, вып.7 с.46.
8. Гужов А.И. Совместный транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1973, с. 280.
9. Репин Н.Н., Крюков В.А., Маслов В.П., Соцков А.М. Особенности механизма разрушения газожидкостных смесей высоковязких нефтей. Нефтяное хозяйство, N 5, 1986, с.56-59.
10. Байков Н.П., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1981, с.261.
11. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1973, с 280.
12. Синайский Э.Г. Разделение двухфазных многокомпонентных смесей в нефтегазопромысловом оборудовании. М.: Недра, 1990, с.272.
13. Синайский Э.Г. Влияние системы ввод-отбор на качество разделения газожидкостной смеси в сепараторах. Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ, 1983, N 1, с.41-44.
14. Синайский Э.Г. Влияние дросселирования газа на эффективность разделения газожидкостной смеси в сепараторах. Газовая промышленность, 1986, N 3, с.34-35.
15. Тривус Н.А., Тихоненко Н.Ф., Федорин Е.П. Повышение эффективности работы низкотемпературного сепаратора. Газовое дело, 1972, N1,с.26-29.
16. 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, вып.6, с.41.

17. Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Семенов Н.И. и др. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах. М.: Недра, 1969, с.208.
18. Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Клапчук О.В. и др. Движение газожидкостных смесей в трубах. М.: Недра, 1978, с.270.
19. 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.:ВНИИЭ Газпром, вып.5, 1989, с.46-49.
20. Фатихов В.А., Маслов В.М., Суетин Ю.И. и др. Состояние и типы - технического перевооружения Мубарекского ГПЗ. сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. ^н ИЭГазпром, вып.9, 1987, с.51.
21. Зиберт Т.К., Александров А.А., Сурков Ю.В. Расчет установок промысловой обработки газа. Газовая промышленность, 1975, № 9, с. 41-42.
22. Кашицкий Ю.А., Толстое В.А., Елеференко А.П. и др. Исследование работы вертикального сепаратора с горизонтальной насадкой из вязной сетки. Газовая промышленность, 1973, № 2, с. 6-10.
23. Лебедев Ю.Н., Выборное В.Г., Мамонтов Г.В. высокоэффективные, сепараторы струнного типа. Хими нефтяное машиностроение, 1989, № 3, с. 4-5.
24. Маринин Н.С., Савватеев Ю.Н., Кириллов Jjg Результаты испытаний сепараторов с устройствами предвари отбора газа. Нефтепромысловое дело. 1980, № 5, с.43.
25. Гусейнов Ч.С., Бекиров Т.М. Усовершенствование конструкций газовых сепараторов. Обзор: сер. Подготовка и переработка газового конденсата. М./ВНИИЭ Газпром, 1981, вып. 6, с.38
26. Зайцев Н.Я., Тетера И.П., Сиротин А.М. и др Опыт и перспективы

применения центробежных сепараторов в промышленной заводской обработке природного газа, Обзор: сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. М./ВНИИЭГазпром 1 вып. 8, с. 52.

27. Синайский Э.Г., Никифоров А.Н., Неравновесная сепарация многокомпонентной газожидкостной смеси в системе жидкость-газ ТОХТ, 1985, № 5, с. 703-707.

28. Толстов В.А., Кашицкий Ю.А., Алексеев В.М. и Повышение эффективности сепарирующих устройств. Газовая промышленность, 1983, № 9, с. 20-22.

29. Синайский Э.Г. Разделение двухфазных многокомпонентных смесей в нефтегазовом оборудовании. М.: Недра, 1990, с. 272.

30. Синайский Э.Г., Гуревич Г.Р., Кашицкий Ю.Д. и др. Эффективность сепарационного оборудования в установках промышленной подготовки газа. Обзор: сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. М./ ВНИИЭГазпром, 1986, вып.6 с. 41.

31. Каминский В.А., Синайский Э.Г. Некоторые закономерности разделения дисперсной системы в отстойных аппаратах. ТОХТ, 19 № 5, с. 768-790.

32. Синайский Э.Г. О разделении газожидкостных смесей сепараторах. Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ, 1980, № 3, с. 49-54.

33. Синайский Э.Г., Лапига Е.Я. Влияние коагуляции капель турбулентном потоке на процесс разделения газожидкостной смеси сепараторах. Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ, 1984, № 12, с. 53-57.

34. Синайский Э.Г., Никифоров А.Н., Гусейнов Ч.С. и др. Расчет эффективности разделения газожидкостной смеси в сепараторах. Газовая промышленность, 1984, № 6, с. 47.

35. Синайский Э.Г. Влияние дросселирования газа на эффективность разделения газожидкостной смеси в сепараторах. Газовая промышленность, 1986, № 3, с. 34-35. 16.

36. Синайский Э.Г. Влияние конденсационного роста капель на эффективность разделения газожидкостных смесей в сепараторах ВУЗов: сер. Нефть и газ, 1986, № 7, с. 52-57.
37. Синайский Э.Г., Толстов В.А. Расчет сепараторов, оборудованных концевыми каплеуловителями секциями. Газовая промышленность, 1985, № 6, с. 44-46.
38. Синайский Э.Г. Гафаров Н.А., Гуревич Г.Р. и др. Оценка эффективности работы сепарационного оборудования на Оренбургском ГКМ. Газовая промышленность, 1989, № 9, с. 38-39.
39. Байков Н.П., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра. 1981, с. 261.
40. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. М.: Недра. 1980, с. 293.
41. Берлин М.А., Гореченков В. Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. М.: Химия. 1981, с. 472.
42. Гриценко А. И. Научные основы промысловой обработки углеводородного сырья. М.: Недра, 1977, с. 239.
43. Каспарянц К.С. Промысловая подготовка нефти и газа. М.: Недра, 1973, с. 375.
44. Кемпбелл Д.М. Очистка и переработка природных газов, М.: Недра, 1977, с. 349.
45. Коротаев Ю.П., Гвоздев Б. П., Гриценко А. И. Подготовка газа к транспорту. М.: Недра, 1973, с. 238.
46. Кулиев А.М., Алекперов Г.З. Тагиев В. Г. Технология и моделирование процессов подготовки природного газа. М.: Недра, 1978, с. 232.
47. Бекиров Т.М., Туревский Б.Н., Бахшиян Д. И. Совершенствование методов расчета процессов подготовки и переработки природного газа.

Обзор: сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата.

М./ВНИИЭГазпром, 1978, вып. 4, о. 58.

48. Синайский Э.Г. Промысловая сепарация газожидкостных смесей на месторождениях нефти и газа. М./ВИНИТИ, 1991, с. 72.

49. Амелин А.Г. Теоретические основы образования тумана при конденсации пара. М.: Химия, 1966, с. 294.

50. Гусейнов Ч.С., Асатурян А.Ш. Определение модального размера капель в двухфазном турбулентном потоке. Прикладная Химия, 1977, 50,4 с. 848-852.

51. Стрижков И.Н. Ходанович И.Е. “ Добыча газа” Москва, Ижевск Институт компьютерных исследований, 2003 г., 376 с.

52. Л.С. Каплан “Оператор по добыче нефти и попутного газа” Учебное пособие для операторов, Уфа, 2005 г.

53. Иванова С.И. “Интенсификация притока нефти и газа к скважинам” Учебное пособие, М. Недра, Бизнесцентр, 2006 г. 565 с.

54. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С “Основы технологии добычи газа” –М-Издательство, Недра. 2003 г. 880 с.

55. “Добыча нефти в осложненных условиях” Персиянцев М.Н. Недра Москва-2000 г. 653 с.

56. “Основы технологии добычи газа” Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. ОАО Издательство, Недра, Москва-2003 г.880 с.

57. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Ф. “Нефт ва газ кудукларини ишлатиш” Ўқув кўлланма, Тошкент “ILM-ZIYO”, 2004

58. Акрамов Б.Ш., Умедов Ш.Х. “Нефт қазиб олиш бўйича маълумотнома” Тошкент. Фан ва технологиялар, 2010

59. Акрамов Б.Ш., Сидикхўжаев Р.К., Умедов Ш.Х. “Газ қазиб олиш бўйича маълумотнома” Тошкент, Фан ва технологиялар, 2012

60. www.oglibrary.ru

61. www.ite-uzbekistan.uz/.../oilgas/.../index.php

62. www.ogj.com

63. www.oil-gas.com.ua

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН



КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ



«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по учебной работе
Ш.Р. Убайдуллаев

«01» XI 2013г.



«СОГЛАСОВАНО»

Начальник отдела магистратуры
Б.М. Холбаев

«05» X 2013г.

Элмуродов Элбек Юсуп угли

(Ф.И.О. студента магистратуры)

Специальность Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

2013 - 2015 учебный год

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ КАЛЕНДАРНЫЙ РАБОЧИЙ ПЛАН

Настоящий рабочий план обсужден на заседании кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений» протокол № 3 от «20» ноябрь 2013 г.

Заведующий кафедрой

Эрматов Н.Х.

(Ф.И.О)

(подпись)

Ознакомлен с планом:

Студент магистратуры

Элмуродов Э.Ю.

(Ф.И.О)

(подпись)

Научный руководитель

Акрамов Б.Ш.

(Ф.И.О)

(подпись)

Карши-2013 г.

Календарный рабочий план студента магистратуры по учебно-методической, научно-исследовательской, педагогической и квалификационно-практической деятельности предусматривает организацию деятельности магистранта по всему учебному процессу. Он включает следующие направления по обязательной деятельности и сроки исполнения:

- научной и научно-методической работы;
- научно-исследовательской работы;
- научно-педагогической работы;
- квалификационно-практической работы;

Календарный план выполнения магистерской диссертации определяет последовательность и содержание исследовательских работ при подготовке магистерской диссертации в течение всей учёбы. Указанные в плане работы студент магистратуры должен выполнять, согласовывая их с научным руководителем

Календарный план предоставляется в деканат в конце каждого семестра.

	студентов и молодых ученых	2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	
10.	Активное участие в научных кружках и семинарах	По теме исследования 2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	

3. Научно педагогическая работа

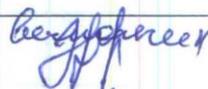
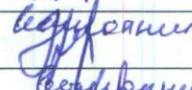
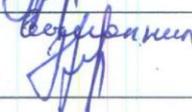
1.	Посещение занятий ведущих профессоров-преподавателей кафедры	2013-2014 учебный год (I семестр 1 академическая пара) 2013-2014 учебный год (II семестр 1 академическая пара) 2014-2015 учебный год (III семестр 1 академическая пара)	
2.	Проведение занятий в академических группах (с участием научного руководителя или ведущего профессора-преподавателя)	2013-2014 учебный год (I семестр 1 академическая пара) 2013-2014 учебный год (II семестр 1 академическая пара) 2014-2015 учебный год (III семестр 1 академическая пара) Учебные занятия в бакалавриате (колледжах, лицах) проводятся по решению кафедры и по консультации научного руководителя	
3.	Разработка педагогических технологий по дисциплинам и участие в подготовке учебно-методических сборников	Геологические и технологические условия добычи нефти и газа (II семестр) Эксплуатация нефтяных и газовых скважин (III семестр)	
4.	Проведение научно-консультативной и воспитательной работы со студентами бакалавриата	2013-2014 учебный год (I семестр 1 академическая пара) 2013-2014 учебный год (II семестр 1 академическая пара) 2014-2015 учебный год (III семестр 1 академическая пара) Занятия и консультации проводятся по рекомендации научного руководителя	

4. Квалификационно-практическая деятельность

1.	Заключение договора с организацией (предприятием, отделением) для проведения научно-исследовательских и квалификационно-практических работ (руководство института и научный руководитель должны содействовать в заключении договора)	В течение 1 месяца после приказа о приёме студентов в магистратуру 2013 год декабрь (объект исследования)	
2.	Проведение квалификационной практики в организации по заключившей договор	IV-семестр 2014-2015 учебный год (объект исследования)	
3.	Подготовка отчетной презентации по исследовательской теме	2014-2015 учебный год апрель месяц	

Глава II. Календарный план для выполнения магистерской диссертации

№	Этап работы и основная содержание мероприятия	Срок выполнения	Результаты: отметка научного руководителя о выполнении
1	2	3	4
1.	Определение объекта и темы	сентябрь-октябрь 2013 года	

	исследования		
2.	Выбор исследовательской темы	Октябрь 2013 года	
3.	Ознакомление с библиографией, информационными ресурсами, фондом библиотек и электронных ресурсов по теме диссертации. Составление списка библиографии	октябрь 2013 года, март 2014 года	 выполнен
4.	Утверждение темы на кафедре	октябрь 2013 года	
5.	Детальное изучение информационных источников и документов. Введение дополнительной литературы в список библиографии. Подготовка конспекта, аннотации и презентации. Составление библиографического анализа. Составление списка методов и направления для исследования. Изучение приведённых методов и направлений, выбор из них основных и вспомогательных методов и направлении для индивидуального исследования.	2014 год январь-июнь, сентябрь-декабрь 2015 год март-апрель 2015 год март-апрель	 
6.	Формирование и описание проблемы научного исследования. Составление списка вопросов для ответов в процессе исследования.	2014 год январь-февраль 2014 июнь-август	 выполнен
7.	Обоснование актуальности, новизны и практической применимости исследования. Выполнение сравнительного анализа о классификации существующего состояния и по теме исследования. Отражение степени изученности проблемы, признаков новизны в научном плане, актуальность темы исследования. Практический анализ современного состояния. Отражение признаков новизны, актуальности темы диссертации.	2014 год январь 2014 год февраль-июль 2014 год июнь-август 2014 год сентябрь-ноябрь	 
8.	Определение и формирование отличающих особенностей объекта исследования	2014 год январь-февраль	
9.	Составление и формирование рабочей гипотезы	2014 год февраль-март	
10.	Формирование решаемых задач и определение цели и вопросов исследования	2014 год март-июль	 

11.	Определение принципов выбора теоретических экспериментальных исследований, объема исследования	2014 год март-апрель	<i>Воснован</i> 
12.	Определение терминологии. Регистрация картотек используемых терминов, введение содержания в карточки.	2014 год май-декабрь 2015 год январь-март	
II. Планирование научно-исследовательских работ			
1.	Составление календарного плана исследования. Определение последовательности этапов, сроков и исполнения, а также отдельных этапов и задач исследования. Подготовка объяснительной записки.	2014 год февраль	<i>Воснован</i> 
2.	Составление структурнологических схем магистерской диссертации.		
III. Выполнение исследования: подбор материалов (или проведение эксперимента)			
1.	Выбор и обоснование методов исследования в соответствии с целью, задачами и гипотезой (метод процедур, способы, инструменты)	2014 год март	<i>Воснован</i> 
2.	Определение терминологии исследования: анализировать, сравнивать, классифицировать и суммировать определение основных понятий и введение в терминологию дополнений и изменений. Регистрация и оформление результатов	2014 год февраль-август 2014 год сентябрь-декабрь	<i>Воснован</i> 
3.	Получение нового научного результата на основе проведения исследований, используя выбранные научные методы, предложения,двигающихся гипотез для подтверждения: Проведение экспериментальных испытаний. Проведение первоначальной систематизации полученной информации. Сбор материалов экспериментальных исследований. Суммирование информации, сравнение с существующей информацией, проведение анализа и интерпретации,	2014 год январь-август 2014 год сентябрь-октябрь 2014 год ноябрь-декабрь	<i>Воснован</i> 

	определение смысла.		
4.	Проверить выполнение требований к новизне, объективности, несомненности, достоверности и полноте полученной информации.	2014 год сентябрь-февраль	<i>Выполнил</i> <i>ЖЖ</i>
5.	Принятие решения о завершении анализа информации и результатов: а) признать завершённой основную рабочую часть б) сбор и выбор дополнительной информации	2014 год ноябрь-декабрь 2015 год январь-февраль	<i>Выполнил</i> <i>ЖЖ</i>
6.	Написание основной части диссертации	2015 год январь-февраль	<i>Выполнил</i> <i>ЖЖ</i>
7.	Проверка завершения каждой рабочей части (раздел) и достоверности доказательств в полном рабочем объеме.	2015 год январь-февраль	<i>Выполнил</i> <i>ЖЖ</i>
8.	Формирование заключения и предложений: а) пояснение существования и решения поставленной проблемы; б) обработка рекомендаций по практической значимости результатов и использования полученных результатов	2015 год март 2015 год март-апрель	
9.	Написание заключения.	2015 год апрель	
10.	Сравнение выдвигающихся гипотез с полученным заключением	2015 год апрель	
11.	Определение описания цели, основных задач и их соответствие с заключением	2015 год апрель	
12.	Написание введения диссертационной работы	2015 год январь	<i>Выполнил</i> <i>ЖЖ</i>
IV. Оформление результатов научно-исследовательских работ			
1.	Подготовка исходного варианта рабочего текста	2015 год апрель	<i>Выполнил</i> <i>ЖЖ</i>
2.	Представление работы к научному руководителю	2015 год апрель	<i>Выполнил</i> <i>ЖЖ</i>
3.	Пересмотр работы с учётом изменений, мнений и рассуждений научного руководителя а также введение соответствующих дополнений и изменений в исследовательскую работу	Последняя неделя апреля месяц 2015 года	<i>Выполнил</i> <i>ЖЖ</i>
1	2	3	4
4.	Оформление диссертации в соответствии с требованиями	Первая неделя мая месяца 2015 года	<i>Выполнил</i> <i>ЖЖ</i>
V. Представление результатов научно-исследовательской работы к защите			
1.	Подготовка аннотации диссертации (на русском и английском языках)	Первое неделя мая месяца 2015 года	<i>Выполнил</i> <i>ЖЖ</i>

2.	Получение 2 рецензий (внутренней и внешней) на диссертацию	Вторая неделя мая месяца 2015 года	<i>Воскожицкий</i>
3.	Получение заключения научного руководителя на диссертацию	Вторая неделя мая месяца 2015 года	<i>Воскожицкий</i>
4.	Получение разрешения заведующего кафедрой на защиту диссертации	До 20 мая 2015 года	<i>Воскожицкий</i>
5.	Подготовка 20 минутного доклада и презентационных материалов (слайдов)	До 20 мая 2015 года	<i>Воскожицкий</i>
6.	Проведение предварительной защиты диссертации на кафедре (в организации на основе корпоративного договора)	Не менее 1 месяца до основной защиты по утверждённому учебному графику	<i>Воскожицкий</i>
7.	Внесение в диссертацию необходимых предложений и рекомендации, полученных на предварительной защите	Последняя неделя мая месяца 2015 года	<i>Воскожицкий</i>
8.	Оформление соответствующих документов и получение разрешения отдела магистратуры	Первая неделя июня месяца 2015 года	<i>Воскожицкий</i>

Настоящая форма плана работы обсуждена и одобрена на факультете «Нефти и газа» («23» 11 2013 год, протокол №22) и на Совете Магистратуры («20» 11 2013 год, протокол №3.)

		скважин-2 самостоятельная работа 4.Проектирование надземных систем нефтегазовых месторождений- 2 самостоятельная работа	
3.	Подготовка рефератов и лекций по учебным дисциплинам	2013-2014 учебный год <u>I-семестр</u> Методология научных исследований Патентование, лицензирование и сертификация. Информационные системы 2013-2014 учебный год <u>II-семестр</u> Педагогические технологии 2014-2015 учебный год <u>III-семестр</u> Культура речи	<i>Возроаши</i>
4.	По специальным дисциплинам: - сборник учебных заданий	До конца I семестра 2013-2014 учебного года Геологические и технологические условия добычи нефти и газа	<i>Возроаши</i>
	-сборник задачи и заданий	II семестр 2013-2014 учебного года Геологические и технологические условия добычи нефти и газа	<i>Возроаши</i>
	- разработка кейсов	III семестр 2014-2015 учебного года Геологические и технологические условия добычи нефти и газа	<i>Возроаши</i>
5.	Сдачи государственной аттестации	Аттестация по дисциплинам (или дисциплин) – апрель 2015 года Защита магистерской диссертации – последняя неделя июня 2015 года	
2. Научно-исследовательская работа			
1.	Выбор и утверждение темы диссертации	По консультации научного руководителя в начале I семестра – октябрь-ноябрь 2013 года	<i>Возроаши</i>
2.	Подготовка и публикация статьи по теме магистерской диссертации	(До предварительной защиты) 2013-2015 учебные годы На I курсе 1 статья или тезис до сентября-мая месяца На II курсе 1 статья или тезис до сентября-мая месяца	<i>Возроаши</i>
3.	Изучение проблем связанных с практикой и разработка рекомендаций по её решению	I- III семестры 2013-2015 учебные годы I семестр: до марта месяца 2014 года II семестр: до августа месяца 2014 года III семестр: до февраля месяца 2015 года	<i>Возроаши</i>
4.	Проведение научно-исследовательской и опытно-испытательной работы по выбранной исследовательской теме	В соответствии с исследовательской программой 2013-2015 годы 2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	<i>Возроаши</i>
5.	Завершение магистерской диссертации	В конце II семестра 2014-2015 учебного года	
6.	Защита магистерской диссертации	По утверждённому графику учебного процесса В конце III семестра 2014-2015 учебного года	
7.	Участие в научно-исследовательских и хозяйственных работах кафедры	По консультации научного руководителя 2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	<i>Возроаши</i>
8.	Участие в конференциях для	С научной лекцией или научной статьей	

ЎЗАРО ИННОВАЦИОН КОРПОРАТИВ ХАМКОРЛИК БЎЙИЧА

ШАРТНОМА № 22-13

Қарши ш.

«25.01» 2013 й.

Келишувчи томонлар: Қарши муҳандислик-иқтисодиёт институти, кейинги ўринларда «ИНСТИТУТ» деб номланувчи, унинг номидан институт Уставига асосланиб ректор И.И.Махмудов бир томондан ва «Муборакнефтвер» УШК, кейинги ўринларда «КОРХОНА» деб номланувчи, унинг номидан корхона бошлиғи Ш.Ж.Шамсиев корхона Уставига асосланиб, узлуксиз таълим тизимини ривожлантириш бўйича Қонулар, Ўзбекистон Республикаси Президентининг Фармонлари ва Қарорлари ҳамда Вазирлар Маҳкамаси Қарорларидан келиб чиққан ҳолда oliй таълим, фан ва ишлаб чиқариш фаолиятининг интеграциясини таъминлаш мақсадида ушбу шартномани туздилар.

I. ШАРТНОМА ПРЕДМЕТИ

Oliй таълим муассаси, фан ва ишлаб чиқаришнинг инновацион корпоратив (ўзаро манфаатли) ҳамкорлигининг самарали механизмини йўлга қўйиш, юқори малакали кадрлар тайёрлаш ва уларни иш ўринлари билан таъминлаш жараёнида ишлаб чиқаришнинг ўрнини кучайтириш, oliй таълим тизимида амалга оширилаётган тадқиқотларнинг натижавий самарадорлигини янада ошириш, профессор-ўқитувчилар ва мутахассис-олимлар томонидан олиб борилаётган илмий-тадқиқот фаолияти натижасида яратилаётган илмий-технологик ишланмаларнинг тегишли соҳаларга оператив тадбиқини таъминлаш, жаҳон молиявий-иқтисодий инқирози салбий таъсирини бартараф этишдаги, бизнесни ривожлантиришдаги муаммолар ечимини топишнинг мақсадли комплекс дастурлари корпоратив ҳамкорликни амалга оширилади.

Инновацион корпоратив ҳамкорлик таркиби «ИНСТИТУТ» профессор-ўқитувчилари, иқтисодчи талабалари ва «КОРХОНА» ходимларидан тузилади.

II. «ИНСТИТУТ» МАЖБУРИЯТИ

2.1. Инновацион корпоратив ҳамкорлик ишидаги илмий-технологик муаммоларни ечишда олимлар, юқори малакали мутахассислар ва иқтисодчи талабаларнинг иштирокини таъминлаш.

2.2. Илмий-тадқиқот ишлари ўтказиш учун корпоратив ҳамкорликка шaroит яратиш.

2.3. Корхонада нефт ва газ қазиб олиш кўрсаткичларини ошириш, ишлаб чиқариш жараёنларига янги замонавий технологияларни жорий этиш, қазиб олинган маҳсулотларни қўшимча компонентлардан тозалаш технологиясини такомиллаштириш, тизим технология жихозларининг чидамлилигини ва ишончилигини ошириш усулларини ишлаб чиқилиш ва тадбиқ этишда амалий ёрдам кўрсатиш.

2.4. Корхона буюртмасига кўра мақсадли равишда кадрлар тайёрлаш, уларнинг малакасини ошириш ва қайта тайёрлашда амалий ёрдам кўрсатиш.

2.5. Корхонада мавжуд реал илмий-технологик муаммолардан келиб чиқиб, профессор-ўқитувчилар ва мутахассис олимлар томонидан олиб борилаётган тадқиқотлар бўйича илмий-техник дастурлар, битирув-малакавий ишларнинг магистрлик ва докторлик диссертацияларининг мавзуларини шакллантириш ҳамда хўжалик шартномалари асосида изланишларни ташкил этиш.

III. «КОРХОНА» МАЖБУРИЯТИ

3.1. «КОРХОНА» ходимларининг корпоратив ҳамкорлик ишига иштирокини таъминлаш.

3.2. Тадқиқот ишларини бажариш учун шaroит яратиб бериш, ветақли тажриба-синнов участкаларини ажратиб, тажриба-синнов натижаларини расмийлаштиришда ва улар асосида

тавсияномалар ишлаб чиқишда амалий ёрдам кўрсатиш.

3.3. «КОРХОНА» етакчи мутахассислари ва «ИНСТИТУТ» профессор-ўқитувчида ҳамкорликда ўқув-услубий қўлланма ва дарсликлар яратишига.

3.4. «КОРХОНА» етакчи мутахассисларини талабаларга институтда дарс бериш ташкил этиш.

3.5. Икtidорли талабаларни «КОРХОНА» объектлари билан танишишига амалий ёрдам кўрсатиш.

3.6. Битирувчи талабалар ва магистрларнинг ишга жойлаштиришига амалий ёрдам кўрсатиш.

IV. ШАРТНОМАНИНГ МАХСУС ШАРТЛАРИ

Томонларнинг розилиги бўйича ушбу шартномага ўзгартириш киритиш мумкин. Шартнома икки нусхада давлат тилида тузилади, бир хил кучга эга ва ҳар иккала томонга берилган.

V. ШАРТНОМАНИНГ АМАЛ ҚИЛИШ МУДДАТИ

Шартнома _____ йил муддатга тузилади ва томонларнинг имзолаган кунидан бошлаб кучга кирилади.

VI. ТОМОНЛАРНИНГ ЮРИДИК МАВЗИЛИ

180100 Қарши ш., Мустанкилик кўчаси 225-
уй

Модия вазирлиги газначилиги
х/р 23402000300100001010

Марказий банк Тошкент шаҳар Бош
бошқармаси

ИНН 201122919 МФО 00014

Қарши муҳандислик-иқтисодий институтининг
Тўлов мақсади

Шахсий х/р 400910860104017950100079002
СТИР 200666914

Ректор  Н.Н.Махмудов

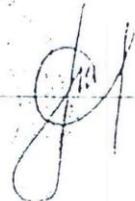
“Муборакнеф газ” УШК
180900, Қашқадарё вилояти Муборак шаҳри
Занжирсарой кўчаси 1-уй

х/р 20210000001527874001.

ИНН 11231 МФО 00186,

ЎзСҚБ Муборак шаҳар филиали.

СТИР 200597662

Бошлик 

Ш.Ж.Шамшиев

2021.01.01

2021

Ушбу шартнома  2021.01.01

Бажарувчининг номи
Қарши муҳандислик-иқтисодиёт
институти «Нефт ва газ конларини ишга
тушириш ва улардан фойдаланиш»
кафедраси
Манзили: Қарши шаҳар, шибаета
кучаси, 5-уй
« 2 » 06 2015 йил

Буюртмачининг номи
Қарши муҳандислик-иқтисодиёт
институти «Нефт ва газ конларини
ишга тушириш ва улардан
фойдаланиш» кафедраси
Манзили: Қарши шаҳар, шибаета
кучаси, 5-уй
« 4 » 06 2015 йил

Д а л о л а т н о м а

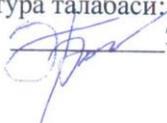
« 2 » 06 даги № 48/10 рақамли шартномага мувофиқ илмий - техник махсулотларни топшириш - қабул қилиш.

«Особенности подготовки газа на месторождении Шуртан» номли илмий тадқиқот ишини биз қуйида бажарувчилар вакилидан имзо чекувчилар: Тошкент Давлат Техника Университети «НГКИТ ва УФ» кафедраси мудири доц. Б.Ш.Акрамов, «Нефт ва газ конларини ишга тушириш ва улардан фойдаланиш» кафедраси магистранти 2-курс талабаси Э.Ю.Элмуродов.

Бир томондан, буюртмачи вакили «НГКИТ ва УФ» кафедраси доц. Н.Х.Эрматов ва иккинчи томондан магистратура талабаси Э.Ю.Элмуродов, Тошкент Давлат Техника Университети «НГКИТ ва УФ» кафедраси мудири доц. Б.Ш.Акрамов нинг илмий раҳбарлигида илмий-техник махсулот тўғрисида ушбу далолатномани 2015 йил « 4 » 06 да туздилар ва қуйидаги ҳолатда расмийлаштирилган.

«Нефт ва газ факультети», «Нефт ва газ конларини ишга тушириш ва улардан фойдаланиш» кафедраси 3-курс талабаларига ўтиладиган «Нефть ва газ махсулотларини ташиш ва сақлаш» фани таркибига кирувчи мавзуларда, нефть ва газ махсулотларини ташиш ва сақлашга оид масала ва муамолар қўриб чиқилади. Маълумотларга ва ҳужжатларга қўйиладиган талабларни ёритишда айнан магистрлик диссертациянинг II-боб ва III-боб ларидан фойдаланилган ҳолда дарс ташкил этилган. Масалан, паст хароратли сепарацияга оид турбодетандор ва дросселлаш эффективлигини танлаш учун таққослаш масалалари, ишлаб чиқилган ҳисоб-китоблар асосида Джоуль-Томпсон эффекти параметрларини таққослаш, ишлашдан олдин мавжуд технологик кўрсаткичлар.

Айнан шу сабабли юқорида келтирилган мавзуда илмий тадқиқот иши олиб борилиб, «Нефть ва газ махсулотларини ташиш ва сақлаш» фанини ўтишда талабларга эффектив йўлни танлашда амалда бажарилган ва бажариш таклиф этилаётган технологиялар ечимлар ва замонавий электрон ҳисоблаш технологияларидан фойдаланиш иш самаралари ҳақида, хулосалари билан келтирилган.

Бажарувчилар:
номидан ишни топширувчи
илмий раҳбар:
 Б.Ш.Акрамов
магистратура талабаси:
 Э.Ю.Элмуродов



Буюртмачи:
номидан ишни қабул қилувчилар
Нурматов Ж.Т.
Эрматов Н.Х.

КАРШИНСКИЙ ИНЖИНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ОТДЕЛ МАГИСТРАТУРЫ

5Ф311901 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
студент магистратуры 2-курса группы НГИ-612р, 1991 год, узбек,
Элмуродов Элбек Юсуп угли

ХАРАКТЕРИСТИКА

Элмуродов Э.Ю. 2008 году поступил в Ташкентский Государственный Технический Университет, факультет «Нефти и газа», специальность «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на 1-курс. В 2012 году окончил университет направлением для магистратуры и получил степень бакалавра.

В 2013 году стал студентом 1-курса магистратуры по направлению 5А311901 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

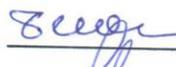
Во время учебы в институте студент магистратуры показал себя целеустремленным, пунктуальным, любознательным и особо выделялся своим воспитанием, манерой общения. Во время учебы усердно занимался, получал знания. Элмуродов Э.Ю. особенное значение уделял предметам по специальности. Он кроме занятий и лекций так же участвовал на мероприятиях в рамках института. Выходил с докладами на научно-технических конференция. Написал ряд статей которые вышли в престижных журналах, газетах, сборниках и тд.

Элмуродов Э.Ю. так же принимал активное участие в общественных работах в рамках отдела магистратуры.

Элмуродов Э.Ю. скромный и правильный, беспокоится о своих друзьях, заботливый. В связи с этим однокурсники его очень уважают.

Характеристика для представления Государственной Аттестационной Комиссии.

Начальник отдела магистратуры:

 доц. Холбаев Б.М.

Зав. кафедры «РЭНГМ»:

 доц. Эрматов Н.Х.

Научный руководитель:

 доц. Акрамов Б.Ш.



Список научных трудов Элмуродов Элбек Юсуп угли

№	Наименование научных работ	Печатный или рукопись	Наименование, номер и год издания журнала	Печатный лист	Фамилия, имя и отчество соавторов
1	Особенности подготовки газа	Печатный	XXI асп – интеллектуал авлод асри, Карши-2014 год	0.90	
2	Гидродинамический методы исследования газовых несовершенных скважин	Печатный	Сб. региональные научнопрактические конференции молодых ученых и студентов, КарИЭИ-2014 год	4.2	Мустафоев Г.М. Хайдаров Э.У.
3	Вопросы экологической безопасности факельных установок	Печатный	Актуальные вопросы нефтегазгеологической науки, техники и технологии глубокого бурения, исследованных скважин, Ташкент – 2014 год	3.0	Синетуллаев Е.Е. Уринов С.Н. Нуриддинов Ж.Ф.
4	Процессы происходящие в призабойной зоне скважин при их вскрытии, освоении и эксплуатации	Печатный	Современные методы повышения компонентоотдачи нефтегазоконденсатных месторождений узбекистана и новые технологии интенсификации добычи углеводородного сырья, Ташкент – 2014 год	2.5	Юнусов М.Р. Акрамов Б.Ш. Гилейник Я.В.



Автор: студент 2-курса магистратуры группы НГИ-612р

Э.Ю.Элмуродов

Начальник отдела магистратуры:

доц. Б.М.Холбаев

ОТЗЫВ
научного руководителя на магистерскую диссертацию
Элмуродова Элбека на тему:” Особенности подготовки газа на
месторождении Шуртан”

В период падающий добычи разработки месторождений большее внимание уделяется вопросу повышения эффективности установки НТС для предварительного извлечения жидких углеводородов и влаги из природного газа. Промысловые подготовка газа призвана обеспечить необходимые кондиции газа, подаваемого в газопровод, в том числе содержание влаги в паровой фазе, тяжелых углеводородов (C₅+), сероводорода и углекислого газа. Одновременно качественная подготовка газа должна предотвратить потери конденсата и дорогостоящего абсорбента в капельном состоянии и обеспечить высокую гидравлическую эффективность магистральных газопроводов.

На мой взгляд, магистерская диссертация Элмуродова Э. «Особенности подготовки газа на месторождении Шуртан» является весьма актуальной, так как в период падающий добычи разработки месторождений большее внимание уделяется вопросу повышения эффективности установки НТС для предварительного извлечения жидких углеводородов и влаги из природного газа.

Автор диссертации показал, что он может планировать и грамотно выполнять исследования на высоком научном уровне с использованием современных математических методов и ПЭВМ.

На основании вышеизложенного считаю, что Элмуродов Э., сформировался в самостоятельного научного работника, а представленная им работа отвечает требованиям, предъявляемым к диссертациям на соискание степени магистра.

Магистерская диссертация может быть допущена к защите.

Научный руководитель



доц.Акромов Б.Ш.

ОТЗЫВ
консультанта на магистерскую диссертацию
Элмуродова Элбека на тему:” Особенности подготовки газа на
месторождении Шуртан”

В период падающий добычи разработки месторождений большее внимание уделяется вопросу повышения эффективности установки НТС для предварительного извлечения жидких углеводородов и влаги из природного газа. Промысловые подготовка газа призвана обеспечить необходимые кондиции газа, подаваемого в газопровод, в том числе содержание влаги в паровой фазе, тяжелых углеводородов (C₅+), сероводорода и углекислого газа. Одновременно качественная подготовка газа должна предотвратить потери конденсата и дорогостоящего абсорбента в капельном состоянии и обеспечить высокую гидравлическую эффективность магистральных газопроводов.

На мой взгляд, магистерская диссертация Элмуродова Э. «Особенности подготовки газа на месторождении Шуртан» является весьма актуальной, так как в период падающий добычи разработки месторождений большее внимание уделяется вопросу повышения эффективности установки НТС для предварительного извлечения жидких углеводородов и влаги из природного газа.

Автор диссертации показал, что он может планировать и грамотно выполнять исследования на высоком научном уровне с использованием современных математических методов и ПЭВМ.

На основании вышеизложенного считаю, что Элмуродов Э.Ю., сформировался в самостоятельного научного работника, а представленная им работа отвечает требованиям, предъявляемым к диссертациям на соискание степени магистра.

Магистерская диссертация может быть допущена к защите.

Консультант:



доц. Эрматов Н.Х.

ОТЗЫВ

на магистерскую диссертацию Элмуродова Элбека Юсуп угли на тему: " Особенности подготовки газа на месторождении Шуртан"

Магистерская диссертация Элмуродова Э. посвящена решению проблемы во всех ее многочисленных и разносторонних проявлениях посвящены работы десятков и сотен авторов, труд которых позволил значительно продвинуться по пути создания высокоэффективных сепарационных и тепломассообменных аппаратов, систем их регулирования и управления, надежных и технологически устойчивых схем установок промышленной и заводской подготовки газа с различной степенью насыщения тяжелыми углеводородными и агрессивными компонентами.

Актуальность исследования определялась необходимостью нахождения альтернативного способа замены, процесса штуцера на эффекте Джоуля-Томпсона, которое обеспечить наиболее эффективность работы технологической нитки, для получения минусовой температуры при падение давление на входе НТС. Этим актуальным вопросам посвящена рецензируемая магистерская диссертация.

Целью исследования явился системный анализ технологических процессов сбора и подготовки газа совершенствования в нем процесса дросселирования с помощью турбодетандерного агрегата, безопасного эксплуатации и получения дополнительной энергии на собственные нужды с целью обеспечения требуемого качества конечной продукции и получения товарного конденсата.

Автором проведен сопоставительный анализ двух подходов организации процесса НТС на эффекте Джоуля-Томпсона, т.е. штуцером регулирующим и турбодетандерным агрегатом. Возможные решение проблем по уменьшению затрат энергии и повышению эффективности производства товарного продукта, которое поможет существенно снизить эксплуатационные затраты и улучшить эффективность технологического процесса методом модернизации установки НТС.

Объектом исследования автора является УКПГ Шуртан, предметом исследования является анализ охлаждения газа путем дросселирования,

основанное на эффекте Джоуля-Томпсона.

Эти задачи решались путем систематизации и анализа технологии НТС. Анализ включает в себя сбор информации о двух применяемых устройствах на НТС, и их параметров эксплуатации во времени методом сравнения и поиск более высокого и надежного уровня автоматизации всего объекта в целом.

С рекомендациями магистранта следует согласиться.

В целом рассматриваемая магистерская диссертация Элмуродов Э. на тему: "Особенности подготовки газа на месторождении Шуртан" выполнена в соответствии с предъявляемыми требованиями и рекомендуется к защите.

Зав. кафедры «ЭГТСИН» Эшев С.С. доц. Эшев С.С.

Рецензия

На магистерскую диссертацию Элмуродова Э. на тему: «**Особенности подготовки газа на месторождении Шуртан**» представленной на соискание академической степени магистра по специальности 5А511901 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Магистерская диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованной литературы. Основная содержания работы изложено на 104 стр, включает 22 рис, 12 таблиц, библиографический список использованной литературы из 63 наименований.

В период падающий добычи разработки месторождений большее внимание уделяется вопросу повышения эффективности установки НТС для предварительного извлечения жидких углеводородов и влаги из природного газа.

Актуальность исследования определялась необходимостью нахождения альтернативного способа замены, процесса штуцера на эффекте Джоуля-Томпсона, которое обеспечить наиболее эффективность работы технологической нитки, для получения минусовой температуры при падение давление на входе НТС.

Магистрант четко описывает технологические процессы УКПГ.

Сопоставительный анализ двух подходов организации процесса НТС на эффекте Джоуля-Томпсона, т.е. штуцером регулирующим и турбодетандерным агрегатом. Возможные решение проблем по уменьшению затрат энергии и повышению эффективности производства товарного продукта, которое поможет существенно снизить эксплуатационные затраты и улучшить эффективность технологического процесса методом модернизации установки НТС.

Целью работы является изучение, системного анализа технологических процессов сбора и подготовки газа (на примере Зевардинской группы месторождений) совершенствования в нем процесса

дросселирования с помощью турбодетандерного агрегата, безопасного эксплуатации и получения дополнительной энергии на собственные нужды с целью обеспечения требуемого качества конечной продукции и получения товарного конденсата.

Чтобы решить поставленную задачу магистрант Эльмурадов Э. сделал литературные обзор по изучению технологического процесса УКПГ в целом.

В целом магистерская диссертация выполнена на высоком уровне, соответствуют требованиям поставленном к таким работам, а автор Э.Эльмурадов заслуживает академической степени магистра по специальности 5A511901«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Директор УНПП
“Burgichi-biznes”



к.т.н. Умедов Ш.Х.

Гарантийное письмо

Я, зав. кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Ташкентского Государственного Технического Университета Акрамов Бахшулло Шафиевич, поручаюсь за студента магистратуры Каршинского инженерно-экономического института, отдел магистратуры, 2 курс группы НГИ-612р, по направлению 5А311901-«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Элмуродов Элбек Юсуп угли, за то, что магистерская диссертационная работа на тему: «Особенности подготовки газа на месторождении Шуртан», выполнена правильно в соответствии с постановлением министерства Высшего и среднего специального образования Республики Узбекистан № 418 от 29 октября 2012 года.

Заведующий кафедры «РЭНГМ»:




Н.Х. Эрматов

Научный руководитель:

Б.Ш. Акрамов

«15» июль 2015 год

**5А311901 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 студент магистратуры 2-курса группы НГИ-612р
 Элмуродов Элбек Юсуп угли
 таблица мониторинга выполнения магистерской диссертации**

Срок выполнения диссертации, %											
Биринчи ўқув йили								Иккинчи ўқув йили			
I-четверть		II-четверть		III-четверть		IV-четверть		I-четверть			
План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт
15	15	35	35	55	55	75	75	95	95	100	100

5А311901 – Разработка и эксплуатация
 нефтяных и газовых месторождений
 студент магистратуры 2-курса группы НГИ-
 612р:

Элмуродов.Э.Ю

Научный руководитель:

доц. Акрамов Б.Ш.

Зав. Кафедры "РЭНГМ":

доц. Н.Х.Эрматов

Карши - 2015 г.

