



МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН  
КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ



Факультет «Нефть и газа»

Направление: 5311900 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений»

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

На тему: АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ  
ГКМ ВОСТОЧНЫЙ БЕРДАХ.

Руководитель:

Каршиев М.Т.

подпись

Выпускник:

Самадова М.Х.

подпись

«Допускается к защите»

Зав. кафедрой:

Э.Н. Дусткобилов

«10» 06 2016 г.



«Направлен в ГАК»

Декан факультета:

Ф. Маллаев

2016 г.

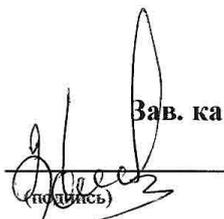
Карши – 2016 г

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
ФАКУЛЬТЕТ НЕФТЬ И ГАЗА  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ 5311900 «РиЭНГМ»

«Утверждаю»

Зав. кафедры «РиЭНГМ»

Э.Н. Дусткобилов

  
(подпись)

**ЗАДАНИЕ**

по выпускной квалификационной работе

Студент: Самадова Малика Хасан кизи

1. Тема квалификационной работы: АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ  
ГКМ ВОСТОЧНЫЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ БЕРДАХ

Утверждена приказом по институту от 25.01.2016 г. № 22/Г

2. Срок сдачи квалификационной работы 06.06.2016 г.

3. Исходные данные к квалификационной работе основные ма-  
териалы ООО Мубарекнефтьгаз,  
специальные технические литературы

4. Содержание расчётно-пояснительной записки (перечень вопросов подлежащих  
разработке) Введение, вводная часть,  
основная часть, охрана окружающей  
среды, охрана труда и техника безопа-  
сности, заключение, использованные  
литературы

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)  
Схема размещения объектов добычи нефти и  
газа находящихся на балансе ООО Мубарекнефтьгаз.  
Геологический профиль  
Знаменка основных показателей.

6. Консультанты по квалификационной работе

Мамадова Ж.М. Мама

7. Календарный график по выполнению квалификационной работы

Количество недель	Разделы квалификационной работы	Объем квалификационной работы, стр.	Относительно общего объема %	Отметка о выполнении	Примечание
11.04-16.04.16 г	Введение	3	3	выполнено	
19.04-23.04.16 г	Геологическая часть	23	23	выполнено	
25.04-19.05.16 г	Основная часть	56	55	выполнено	
20.05-24.05.16 г	Охрана окружающей среды	8	7,5	выполнено	
25.05-28.05.16 г	Охрана труда и техника безопасности	7	6,5	выполнено	
29.05-31.05.16 г	Заключение	3	3	выполнено	
01.06-04.06.16 г	Использованные литературы	2	2	выполнено	
	<b>всего</b>	102	100		

Руководитель квалификационной работы \_\_\_\_\_ Каршиев М.Т.

Дата получения задания 11.04.2016 г.

Студент \_\_\_\_\_ *Самадова* Самадова М.Х.

**СОДЕРЖАНИЕ**

## ВВЕДЕНИЕ

## ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ ВОСТОЧНЫЙ БЕРДАХ

## ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

2.2 Тектоника

2.3 Физико – химическая характеристика газа и конденсата

2.4 Гидрогеологическая характеристика разреза

## ГЛАВА 3. СИСТЕМА ДОБЫЧИ ГАЗА НА ГКМ ВОСТОЧНЫЙ БЕРДАХ.

3.1 Добыча газа.

3.1.1. Конструкция скважин и производство буровых работ.

3.2. Основные задачи исследования скважин на стационарных режимах фильтрации

3.2.1. Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления А и В

3.3. Технологические режимы эксплуатации скважин при разработке месторождений УВ

3.3.1. Технологический режим работы скважин

3.3.2. Обоснование и выбор технологического режима

3.3.3. Критерии для обоснования технологического режима работы скважин

## ГЛАВА 4. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ГКМ ВОСТОЧНЫЙ БЕРДАХ.

4.1. Характеристика фонда скважин

4.1.1. Анализ технологических показателей разработки.

4.2. Прогноз основных показателей разработки

4.2.1. Формулы для определения основных показателей разработки

Определение параметров средней скважины

4.2.2. Расчет основных показателей разработки

4.2.3. Воспроизведение истории разработки месторождения

## ГЛАВА 5 СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА УКПГ.

5.1 Система подготовки газа.

## ГЛАВА 6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА.

6.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов, производственного травматизма и его причин.

6.2. Меры по созданию безопасных условий труда

6.2.1. Профессиональный отбор кадров

6.2.2. Обучение безопасным приемам труда.

6.2.3. Безопасность работы транспорта.

6.2.4. Инструктаж и его виды.

6.2.5. Проверка знаний и требований по охране труда.

6.2.6. Расчет теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты, работающих от охлаждения

6.3. Создания оптимальных условий труда при проектировании промышленных предприятий

6.4. Охрана окружающей среды при добыче нефти и газа.

6.4.1. Актуальность проблемы.

6.4.2. Законодательные акты в области экологии на предприятиях Узбекистана.

6.4.3. Международные соглашения в области охраны окружающей среды

6.4.4. Охрана окружающей среды с точки зрения разработки месторождения Восточный Бердах

6.5. Чрезвычайные ситуации.

6.5.1. Актуальность работы.

6.5.2. Классификация ЧС.

## ГЛАВА 7. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОГНОЗНЫХ ДАННЫХ.

7.1. Методика расчета экономических показателей эффективности проекта.....	
7.1.1. Капитальные вложения.....	
7.1.2. Эксплуатационные затраты и выручка.....	
7.1.3. Суммарная амортизация.....	
7.1.4. Налоги.....	
7.1.5. Критерии принятия решений в проектном анализе.....	
7.2. Расчет технико-экономических показателей эффективности проекта.....	
Заключение.....	
Список используемой литературы.....	

### **ВВЕДЕНИЕ**

Целью данного дипломного проекта является изучение вопросов, связанных с разработкой газоконденсатного месторождения Восточный Бердах.

В двух первых разделах данного дипломного проекта рассмотрены общие сведения о данном месторождении и геологическом строении.

В основной части проекта рассматриваются вопросы, посвященные системе добычи газа на промысле, газогидродинамическим исследованиям скважин, технологическим режимам и анализу показателей разработки месторождения Восточный Бердах. Для расчета основных показателей разработки выполнено обоснование запасов газа по методу падения средневзвешенного пластового давления. Основным вопросом данной дипломной работы является анализ основных показателей разработки, которые были рассчитаны с учетом газового режима. Рассмотрена система сбора газа на УКПГ, представлена общая характеристика производства промысла. Дано описание технологии и аппаратов скважинной продукции на УКПГ.

В разделе “Безопасность и экологичность проекта” проведен расчет теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты, работающих от охлаждения.

В разделе “Экономическая оценка эффективности прогнозных данных” рассмотрено экономическое обоснование дальнейшей разработки месторождения на истощение с добуриванием скважин.

# ГЛАВА 1.

## ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ ВОСТОЧНЫЙ БЕРДАХ.

### **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ ВОСТОЧНЫЙ БЕРДАХ**

В административном отношении месторождение Шаркий Бердах расположено в Муйнакском районе Республики Каракалпакстан. Ближайший населенный пункт Муйнак находится в 16 км к юго-востоку от месторождения.

В орографическом отношении район работ представляет собой равнину с монотонным ландшафтом, расположенную в южной части бывшей акватории Аральского моря, современный берег которого находится в 40 км севернее площади. Абсолютные отметки земной поверхности колеблются от

плюс 53 до плюс 83 м. Какие - либо поверхностные водотоки отсутствуют. В связи с этим район расположения месторождения относится к категории безводных. Воду для технических нужд и питья необходимо подвозить из г. Муйнак.

Климат в районе работ резко континентальный и характерен для пустынь и полупустынь. Имеют место значительные колебания суточных и сезонных температур, достигающих плюс 40 – плюс 45 °С летом и минус 25 – минус 30 °С зимой.

Годовое количество осадков не превышают 120 – 150 мм и выпадают они, в основном, в осенне-зимний период. Почти постоянно дуют ветры, преимущественно северного и северо-западного направлений, в летнее время сопровождающиеся пыльными бурями и выносом соленого ила с высохшего дна Аральского моря. Растительный и животный мир крайне беден и однообразен.

Сообщение между городами Нукус – Кунград – Муйнак осуществляется по асфальтированному шоссе, далее – между Муйнаком и площадью работ – грунтовая дорога. Через территорию Устюрта проходит ветка магистральной железной дороги Ургенч – Ходжейли – Бейнеу.

Специализированные нефтегазовые предприятия НХК «Узбекнефтегаз» по бурению скважин, добыче газа и конденсата расположены в г. Кунграде, а по проведению геофизических работ – в г. Нукусе.

Связь с месторождением осуществляется по радиостанции РС0-30. Доставка продуктов питания, почты, смены вахт, оказания медицинской помощи осуществляются из г. Кунграда.

Поисково-разведочные работы на месторождении, начатые в 1989 г., были приостановлены в 1991 г. из-за интенсивного затопления территорий вокруг буровых, и вновь возобновлены в 1999 г.

По результатам разведочного бурения, опробования разведочных скважин с учетом сейсморазведочной и геолого-геофизической информации

были выделены две отдельные складки Восточный Бердах и Учсай, разделенные тектоническим нарушением.

На участке Восточный Бердах при подсчете запасов выделены 27 продуктивных пластов, из них 24 пласта по промышленной категории  $C_1$ , в том числе 13 пачек – в верхней юре ( $J_3^1, J_3^{1a}, J_3^{1a-1}, J_3^{1a-2}, J_3^{1b}, J_3^{1b-1}, J_3^2, J_3^{2a}, J_3^{2a-1}, J_3^3, J_3^{3a}, J_3^4, J_3^{4a}$ ) и 11 – в средней юре ( $J_2^1, J_2^2, J_2^{2a}, J_2^3, J_2^{3a}, J_2^4, J_2^5, J_2^6, J_2^7, J_2^{7a}, J_2^9$ ), а также 3 продуктивных пласта верхней юры по категории  $C_2$  ( $J_3^{1b}, J_3^{1r}, J_3^{3b}$ ).

На участке Учсай выделены 20 продуктивных пластов, из них: 14 продуктивных пластов по промышленной категории подсчета запасов  $C_1$ , в том числе 4 пласта в верхней юре ( $J_3^1, J_3^{1a}, J_3^3, J_3^4$ ) и 10 – в средней юре ( $J_2^1, J_2^2, J_2^{2a}, J_2^3, J_2^{3a}, J_2^4, J_2^5, J_2^6, J_2^7, J_2^8$ ), а также 6 продуктивных пластов верхней юры по категории  $C_2$  ( $J_3^{1b}, J_3^{1v}, J_3^{1v-1}, J_3^{1r}, J_3^2, J_3^{2a}$ ).

По результатам обработки ГИС и данным опробования в каждом подсчетном объекте условно определено положение газоводяных контактов (ГВК).

Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов по состоянию на 01.07.2008 г. утверждены ГКЗ Республики Узбекистан (протокол № 357 от 29.12.2008 г.). Пластовые газы месторождения углекисло-углеводородные, лёгкие по углеводородному составу, содержание метана (молярная доля, %) изменяется в пределах 89,35 – 94,09, этана - 2,72 – 6,21, с пониженным содержанием углекислого газа (0,18 – 1,44) и азота (0,09 – 2,54); сероводород не обнаружен.

Месторождение Восточный Бердах – Учсай введено в эксплуатацию в ноябре 2002 г. и в дальнейшем переименовано на «Шаркий Бердах»

Сбор газа месторождения Шаркий Бердах осуществляется по лучевой и линейной схемам, на блок входных ниток (БВН). Газ месторождения Учсай по соединительному коллектору (диаметром 325 x 12 мм, протяжённостью 7 км), подается на БВН.

Промысловая подготовка добываемого газа осуществляется на УКПГ «Восточный Бердах» с 3 технологическими нитками (производительностью - I

нитки на 3,0 млн.м<sup>3</sup>/сут., II на 1,5 млн.м<sup>3</sup>/сут. и III на 1,5 млн.м<sup>3</sup>/сут.сырого газа газа в год). Осушенный газ транспортируется по соединительному газопроводу (диаметр 530 x 7 мм, протяженность 64 км), до места врезки в магистральный газопровод «Бухара – Урал».

Утилизированный из газа конденсат подается в конденсатный парк далее автотранспортом вывозится на конденсатоналивную эстакаду ж.д. станции «Кырк – Кыз» (4 км от поселка Акчалак).

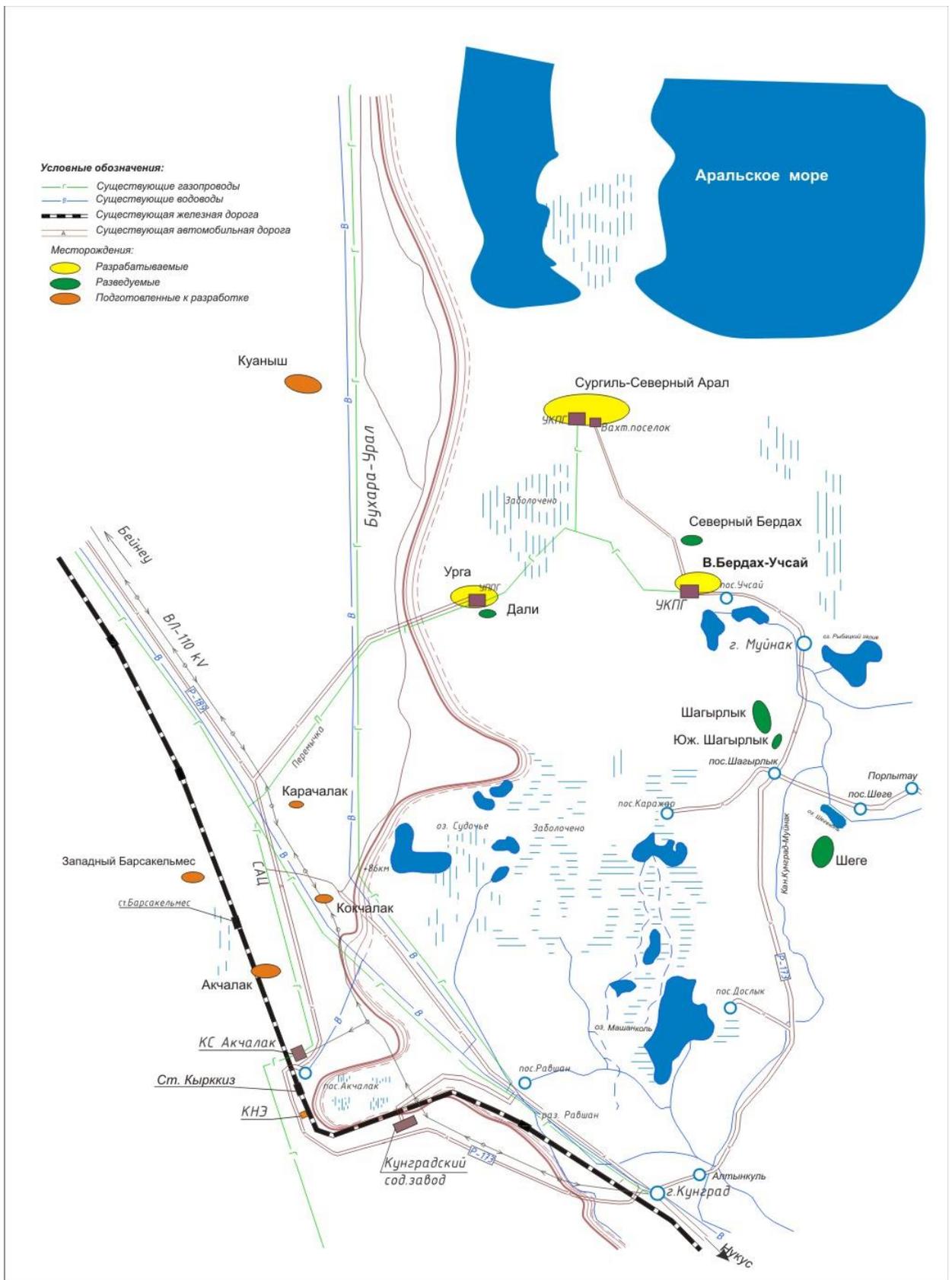


Рисунок 1.1 - Схема расположения месторождений Уstyуртского региона

ГЛАВА 2  
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

**2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

В геологическом строении месторождения принимают участие юрские, меловые, палеогеновые, неоген-четвертичные отложения.

**Юрские образования** вскрыты всеми глубокими скважинами и охарактеризованы керном только в среднеюрской секции разреза и незначительно в верхнеюрской. Отложения юрской системы с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на образованиях пермотриаса и палеозоя. Разрез юры представлен отложениями трех отделов: нижнего, среднего и верхнего.

**Нижнеюрский отдел (J<sub>1</sub>)** на полную мощность вскрыт скважиной 13, но керн из этой части разреза не поднят, а на сопредельной территории в скважине 1-п - Бердах отобран керн. В основании нижнеюрских отложений залегают базальные гравелиты или грубозернистые песчаники. Характерной особенностью нижнеюрских пород является насыщенность их углефицированными остатками растений.

Песчаники светло-серые, темно-серые, разномзернистые кварц-палево-шпатового состава, плотные, очень крепкие, слюдистые с массивной текстурой, участками пористые. Алевриты серые, темно-серые, плотные крепкие с массивной текстурой. Аргиллиты темно-серые до черных, плотные, крепкие с зеркалами скольжения, участками алевритистые, слабослюдистые, массивные, участками с полосчатой текстурой (листоватые), трещиноватые.

**Средний отдел (J<sub>2</sub>)** залегает трансгрессивно на подстилающих нижнеюрских образованиях. Вскрыты они всеми скважинами на неполную мощность, т.е. разведочные скважины пробурены на глубину до вскрытия ГВК.

Разрез представлен терригенными образованиями – тонко переслаивающиеся песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты. Окраска пород зеленовато-серая, темно-серая. Песчаники разнозернистые кварц-полево-шпатового состава, массивные, плотные, крепкие, слюдистые, участками переходящие в гравелиты мелкогалечные с песчано-глинистым цементом черного цвета. Глины песчанистые, массивные, крепкие, переходящие в слоистые аргиллиты и алевролиты. Аргиллиты слабослюдистые с прослоями и линзами алевролитов. Алевролиты слабослюдистые, крепкие, плотные.

Мощность среднеюрских отложений в скважинах на месторождении Восточный Бердах – Учсай составляет 504 – 568 м.

В среднеюрских отложениях выделяются 12 регионально-продуктивные пачки: J<sub>2</sub><sup>9</sup>, J<sub>2</sub><sup>8</sup>, J<sub>2</sub><sup>7a</sup>, J<sub>2</sub><sup>7</sup>, J<sub>2</sub><sup>6</sup>, J<sub>2</sub><sup>5</sup>, J<sub>2</sub><sup>4</sup>, J<sub>2</sub><sup>3a</sup>, J<sub>2</sub><sup>3</sup>, J<sub>2</sub><sup>2a</sup>, J<sub>2</sub><sup>2</sup>, J<sub>2</sub><sup>1</sup>.

**Верхнеюрский отдел (J<sub>3</sub>)** представлен переслаиванием глин, песчаников, алевролитов. В верхней части породы красноцветные, серовато-коричневые, переходящие к низам в серые, зеленовато-серые.

Глины плотные, в нижней части разреза обогащенные обуглившимися растительными остатками. Песчаники разнозернистые, полимиктовые, в нижней части разреза глауконитовые, крепкие, горизонтально-слоистые. Алевролиты полимиктовые, в нижней части глауконитовые, крепкие, плотные, горизонтально-слоистые.

В кровле верхнеюрского разреза залегает пласт песчаников, глин и алевролитов толщиной 50 – 55 м, известковистых, разнозернистых, являющихся аналогом карбонатной пачки, присутствующей в кровле юрского разреза на месторождении Урга.

Мощность отложений верхней юры составляет 577 – 607 м.

В верхнеюрских отложениях выделяются 16 регионально-продуктивные пачки:  $J_3^{4a}$ ,  $J_3^4$ ,  $J_3^{3b}$ ,  $J_3^{3a}$ ,  $J_3^3$ ,  $J_3^{2a-1}$ ,  $J_3^{2a}$ ,  $J_3^2$ ,  $J_3^{1r}$ ,  $J_3^{1b}$ ,  $J_3^{1b-1}$ ,  $J_3^{1b}$ ,  $J_3^{1a-2}$ ,  $J_3^{1a-1}$ ,  $J_3^{1a}$ ,  $J_3^1$ .

На отложениях юры с размывом залегают меловые отложения (К), представленные нижним ( $K_1$ ) и верхним ( $K_2$ ) отделами. Общая мощность нижнемеловых отложений в среднем по скважинам составляет 1100 м. Общая мощность верхнемеловых отложений в среднем по скважинам составляет 326 – 485 м, а меловых отложений в целом – 1426 – 1585 м.

На размытой поверхности верхнемеловых образований залегают неогеновые отложения. Представлены они известняками светло-серыми, зеленовато-серыми, органогенно-обломочными, плитчатыми, доломитизированными к подошве пачки переходящими в мергель того же цвета рыхлый, мелоподобный.

Четвертичные отложения представлены супесями и песками красновато-желтыми, рыхлыми, кварцево-полевошпатовыми. Общая мощность неоген-четвертичных отложений 14 – 34 м.

## 2.2 Тектоника

Месторождение Восточный Бердах – Учсай расположено в пределах Бердахской тектонической ступени, северо-восточного борта Судочьего прогиба, входящего в состав Северо-Устьюртской впадины.

Судочий прогиб простирается субмеридионально от Центрально-Устьюртской системы дислокаций на юге до Коссарминского вала на севере более чем на 150 км, при ширине на 40 – 50 км. На востоке ограничен Тахтакаирским валом, с юга и севера - Коскалинским выступом и восточными переклиналями Актумсукской системы поднятий, с запада Куаныш-Коскалинским валом.

В Судочьем прогибе в целом наблюдается полные стратиграфические разрезы осадочного покрова с максимальными мощностями юрских (3,0 км и более), меловых (1,6 - 1,8 км) и палеогеновых (до 0,7 км) отложений. При общем совпадении структурных планов нижнее - и верхнеюрских образований отмечается смещение сводов структур до 2 - 5 км.

Структура Восточный Бердах - Учсай была подготовлена детальными сейсморазведочными работами ОГТ и тем самым было уточнено её тектоническое строение. Представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания. На рассматриваемой площади в юрскую эпоху отчетливо рисуется антиклинальный перегиб слоев на участке скважин 7, 4, 22, наклон слоев пологий.

По результатам дополнительных геофизических исследований проведенных в 1989 – 2001 гг. была построена уточненная карта по отражающему горизонту  $T_{IV}$  вблизи кровли среднеюрских отложений (А.В.Рыбачков, 2001). Согласно этой карте кроме ранее выделявшегося западного купола - месторождения Бердах (район скважин 1, 2, 3), на востоке отмечается новый, более крупный купол – структура Восточный Бердах. Исходя из комплексной интерпретации геолого-геофизической информации, полученной по пробуренным поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам, а также с учетом данных сейсморазведки 2Д и 3Д были построены структурные карты по кровле верхнеюрских и среднеюрских продуктивных толщ. Выделены зоны тектонических нарушений и отсутствия коллекторов. Нарушение прослеживается до  $J_3^1$  и в принципе делит структуру на два блока с амплитудой от 20 до 40 м. Исходя из построений, по кровле верхнеюрских отложений структура Восточный Бердах - Учсай представляет собой по изогипсе минус 1540 брахиантиклинальное поднятие, ориентированное с юго-востока на северо-запад (рисунок 2.1).

Проведенные сейсморазведочные работы МОГТ 3Д, их результаты позволили существенно уточнить глубинное геологическое и тектоническое строения месторождения Восточный Бердах - Учсай, выделить и

протрассировать тектонические нарушения секущие центральную часть в крест простирания поднятия.

Согласно этим материалам, по верхнеюрским и среднеюрским отложениям структура Восточный Бердах - Учсай представляет собой линейно вытянутую структуру с северо-восточным простиранием.

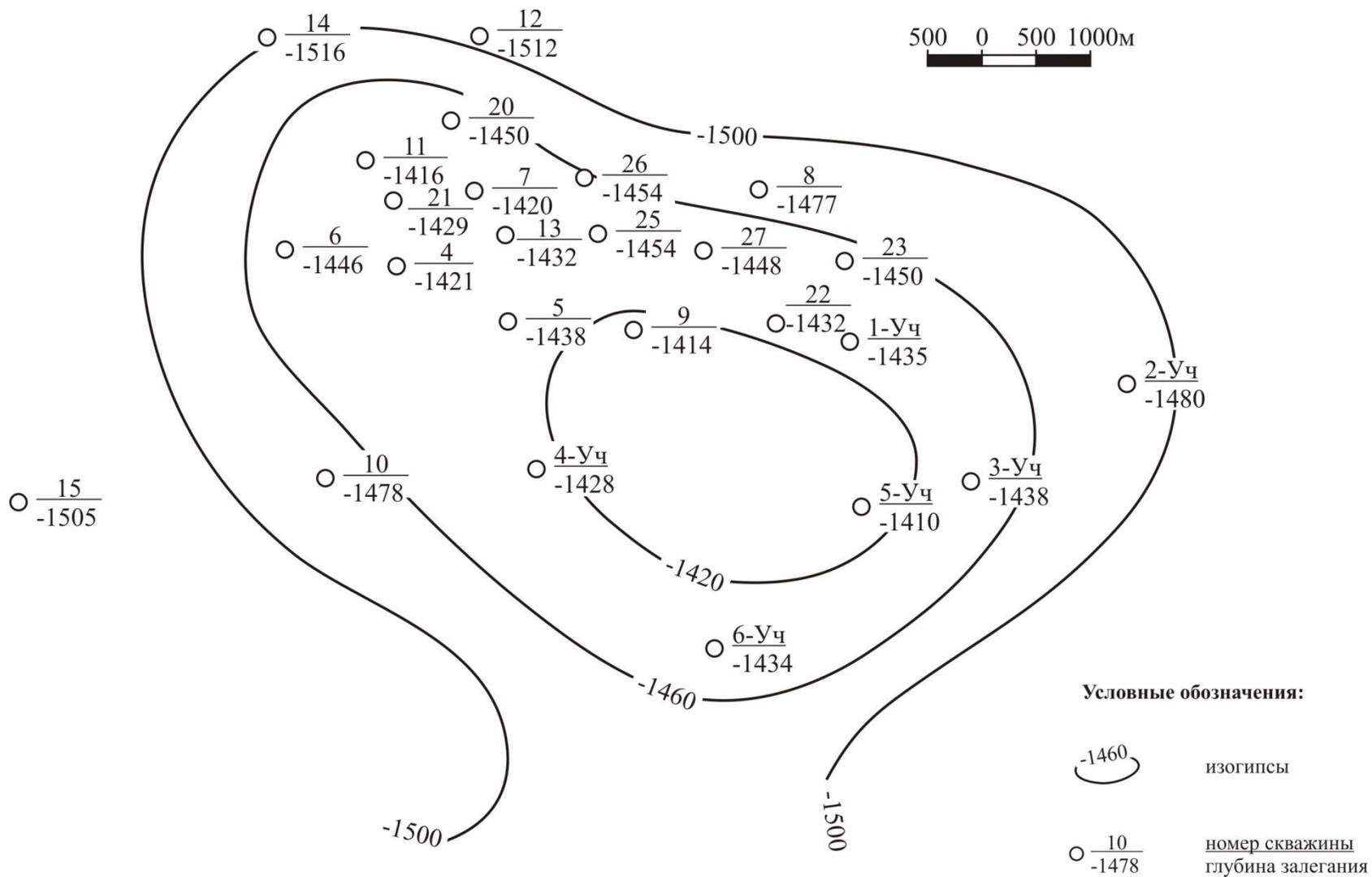


Рисунок 2.1 - Месторождение Восточный Бердах-Учсай  
Структурная карта по пласту  $J_3^1$

Структуры Восточный Бердах и Учсай формировались в условиях дифференциальных опусканий, которые характеризовались высокой скоростью осадконакопления в наиболее погруженных зонах.

По верхнеюрским отложениям, глубина залегания свода – 1480 м, амплитуда – 48 м, а по среднеюрским отложениям глубина залегания свода 2090 м, амплитуда – 40 м.

По итогам разведочного и эксплуатационного бурения за период с 1999 – 2008 гг., опробования разведочных скважин с учетом сейсморазведочной и геолого-геофизической информации были построены структурные карты по кровле верхнеюрских и среднеюрских продуктивных отложений. Выделены зоны тектонических нарушений и зоны отсутствия коллекторов.

Согласно выполненным построениям выделяются две отдельные складки Восточный Бердах и Учсай разделенные тектоническим нарушением.

Размеры Восточно - Бердахской складки по нижней части верхнеюрского горизонта ( $T_{III}^I J_3^4$ ) по изогипсе минус 2040 м составляют 6 x 3,5 км, высота – 60 м, глубина залегания горизонта в сводовой части – 1980 м, а по среднеюрскому горизонту ( $T_{IV}^I J_2^{3a}$ ) по изогипсе минус 2340 м составляют 7 x 3,7 км, высота – 70 м, отметка в сводовой части – 2280 м.

Размеры Учсайской складки по нижней части верхнеюрского горизонта ( $T_{III}^I J_3^4$ ) по изогипсе минус 2000 м составляют 5 x 4,3 км, высота 50 м, глубина залегания горизонта в сводовой части – 1950 м, а по среднеюрскому горизонту ( $T_{IV}^I J_2^{3a}$ ) по изогипсе минус 2280 м составляют 4,5 x 4,0 км, высота – 50 м, отметка в сводовой части – 2240 м.

Геологический разрез продуктивной толщи месторождения Восточный Бердах – Учсай по линии скважин 6 – 4 – 5 – 9 – 22 – 1-Уч – 2-Уч представлен на [рисунке 2.2](#).



## 2.3 Физико – химическая характеристика газа и конденсата

В период геолого-разведочных работ исследования на газоконденсатность проведены службой газоконденсатных геолого-промысловых исследований ОАО «O'ZLITINEFTGAZ». Выполнен полный комплекс газоконденсатных, сероводородных промысловых и лабораторных исследований на разведочных скважинах.

Начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе по продуктивным пластам (утвержденное ГКЗ) приведено в [таблице 2.1](#).

Промысловые исследования проводились по общепринятой методике [\[2\]](#), с использованием передвижных сепараторов СЦВ-5 и ПСУ-1, обеспечивающих первую ступень сепарации в комплексе с малой термостатируемой установкой (МТСУ – вторая ступень сепарации).

Исследования выполнялись на различных режимах работы скважин и сепарации, на каждом из которых определялся выход конденсата и коэффициент его усадки, а также отобраны пробы нестабильного конденсата и газа сепарации для лабораторных исследований.

Анализ результатов газоконденсатных исследований показывает, что содержание  $C_{5+в}$  в пластовом газе рассматриваемого месторождения по пластам заметно варьирует от 26,6 г/м<sup>3</sup> до 51,5 г/м<sup>3</sup>. Последнее обстоятельство вероятней всего объясняется наличием большого количества пластов, представляющих собой самостоятельные залежи. В целом, несмотря на колебания в величинах потенциального содержания конденсата, по степени обогащенности газа жидкими углеводородами месторождение Восточный Бердах - Учсай является низкоконденсатным [\[1\]](#).

**Таблица 2.1 - Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе  
и коэффициенты его извлечения (утвержденные ГКЗ)  
по месторождению Восточный Бердах – Учсай**

Плас т	Район скважи н	Потен. содержани е конденсата , г/м <sup>3</sup>	Коэффицие нт извлечения	Плас т	Район скважи н	Потен. содержание конденсата, г/м <sup>3</sup>	Коэффицие нт извлечения
участок Восточный Бердах				участок Учсай			
J <sub>3</sub> <sup>1</sup>	4-7, 11, 13	32,6	0,829	J <sub>3</sub> <sup>1</sup>	1, 9, 22, 27	32,6	0,829
J <sub>3</sub> <sup>1a</sup>	4, 11	32,6	0,829	J <sub>3</sub> <sup>1a</sup>	9	32,6	0,829
J <sub>3</sub> <sup>1a-1</sup>		32,6	0,829	J <sub>3</sub> <sup>3</sup>		32,2	0,829
J <sub>3</sub> <sup>1a-2</sup>		32,6	0,829	J <sub>3</sub> <sup>4</sup>	1	28,2	0,841
J <sub>3</sub> <sup>1b</sup>		32,6	0,829	J <sub>2</sub> <sup>1</sup>		32,2	0,834
J <sub>3</sub> <sup>1b-1</sup>	11, 21	32,6	0,829	J <sub>2</sub> <sup>2</sup>	1	26,6	0,850
J <sub>3</sub> <sup>2</sup>	11	30,6	0,825	J <sub>2</sub> <sup>2a</sup>	1	30,6	0,841
J <sub>3</sub> <sup>2a</sup>	11	30,6	0,825	J <sub>2</sub> <sup>3</sup>	1	41,4	0,794
J <sub>3</sub> <sup>2a-1</sup>	6	30,6	0,825	J <sub>2</sub> <sup>3a</sup>	1	41,4	0,794
J <sub>3</sub> <sup>3</sup>	6, 11	32,2	0,829	J <sub>2</sub> <sup>4</sup>	1	27,8	0,837
J <sub>3</sub> <sup>3a</sup>	7	32,2	0,829	J <sub>2</sub> <sup>5</sup>	9, 23, 27	51,5	0,819
J <sub>3</sub> <sup>4</sup>	11	28,2	0,841		1, 4, 22	51,5	0,819
J <sub>3</sub> <sup>4a</sup>	11, 21	28,2	0,841	J <sub>2</sub> <sup>6</sup>	23, 27	30,7	0,842
	12	28,2	0,841		1, 22	30,7	0,842
	5	28,2	0,841		9	30,7	0,842
J <sub>2</sub> <sup>1</sup>	4-7, 11, 13	28,2	0,841	J <sub>2</sub> <sup>7</sup>	23	38,2	0,826
J <sub>2</sub> <sup>2</sup>	26	26,6	0,850		1, 22	38,2	0,826
	4, 6, 21	26,6	0,850		9	38,2	0,826

## Состав пластового газа

Пластовый газ рассматриваемого месторождения характеризуется следующим составом:

участок Восточный Бердах: метана 91.57, этана 4.11, углекислого газа 0.63 и азота 0.66, сероводород отсутствует;

участок Учсай: метана 89.78, этана 4.98, углекислого газа 0.58 и азота 1.45, сероводород отсутствует.

Плотность газа изменяется от 0,787 кг/м<sup>3</sup> до 0,740 кг/м<sup>3</sup>. Относительная (по воздуху) плотность газов изменяется от 0,653 до 0,615.

Согласно классификации В.Е. Нарижной газ месторождения Восточный Бердах – Учсай характеризуется: по содержанию гомологов метана как легкий; по концентрации неуглеводородных компонентов – бессероводородный, с низким содержанием углекислого газа. Таким образом, газ относится к углекисло-углеводородному типу (CO<sub>2</sub> – УВ).

Основные параметры газоконденсатной смеси – давление начала конденсации, коэффициент извлечения конденсата из пласта и его пластовые потери в процессе разработки месторождения на истощение определяются, различными способами: графоаналитическим методом, при содержании C<sub>5+в</sub> в пластовом газе менее 30 г/м<sup>3</sup>; экспериментально на лабораторных установках фазовых равновесий – при конденсатосодержании выше 30 г/м<sup>3</sup>.

При экспериментальном методе – для каждого объекта исследования на установке фазовых равновесий «Альстом – Атлантик» составлялась газоконденсатная смесь, приведенная к пластовым условиям данного объекта и путем поинтервального снижения давления от начального пластового до атмосферного имитировался процесс разработки залежи на истощение [1].

Затем строятся графические зависимости пластовых потерь, извлечения конденсата и его потенциального содержания от снижения пластового давления, полученные экспериментально.

**Таблица 2.2 – Коэффициент извлечения стабильного конденсата по  
пластам месторождения Восточный Бердах – Учсай**

Продук- тивные пласты	№№ скв.	Интервал перфорации, м	Потенциальное содержание конденсата в 1 м <sup>3</sup> сухого газа, массовая концентрация, г/м <sup>3</sup>	Коэффициент извлечения стаб. конденсата %, (при остаточном давлении 1 кг/см <sup>2</sup> )	Примечание
<b>Участок Восточный Бердах</b>					
J <sub>3</sub> <sup>2</sup>	4	1860 – 1847	35,8	79,0	расчетный
J <sub>3</sub> <sup>2</sup>	5	1876 – 1869	25,8	85,9	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>1</sup>	4	2115 – 2100	28,4	84,1	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>2</sup>	6	2233 – 2222	26,8	85,0	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>3a</sup>	6	2358 – 2354 2366 – 2362	41,7	79,4	экспериментальный
J <sub>2</sub> <sup>4</sup>	4	2440 – 2420	28,0	83,7	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>6</sup>	4	2552 – 2540	27,1	84,8	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>5</sup>	5	2470 – 2458	52,1	81,9	экспериментальный
J <sub>2</sub> <sup>6</sup>	5	2530 – 2518	31,7	82,5	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>6</sup>	11	2588 – 2582	34,13	85,5	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>7</sup>	5	2592 – 2580	39,0	78,6	экспериментальный
J <sub>2</sub> <sup>9</sup>	13	2830 – 2815	27,8	75,5	расчетный
<b>Участок Учсай</b>					
J <sub>3</sub> <sup>1</sup>	9	1484 – 1470	32,9	82,9	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>1</sup>	9	2088 – 2070	30,5	83,1	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>1</sup>	1-Уч	2088 – 2085	33,22	83,7	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>1</sup>	5-Уч	2085 – 2080	33,7	83,5	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>3</sup>	4-Уч	2288 – 2282	24,2	90,0	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>7</sup>	1-Уч	2542 – 2526	38,5	82,6	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>8</sup>	1-Уч	2689 – 2696	30,8	84,7	расчетный
J <sub>2</sub> <sup>8</sup>	4-Уч	2743 – 2733	23,3	86,3	расчетный

Таким образом, выполненный комплекс промысловых и лабораторных исследований позволил определить основные параметры, характеризующие газоконденсатную систему продуктивных пластов месторождения Восточный Бердах - Учсай:

потенциальное содержание пентанов и вышекипящих ( $C_{5+B}$ );

давление начала конденсации;

коэффициент извлечения стабильного конденсата при остаточном пластовом давлении –  $1,0 \text{ кг/см}^2$ .

### **Содержание сероводорода в пластовом газе**

Как свидетельствуют аналитические данные [1], сероводород в составляющих пластового газа (газ сепарации, газ дегазации сырого конденсата, дегазированный конденсат) всех изученных объектах верхнеюрских и среднеюрских отложений отсутствует.

Таким образом, подтверждается общеизвестная закономерность о распространении в терригенных коллекторах бессероводородных газов, либо газов с ничтожно малым содержанием сероводорода, а месторождение Восточный Бердах – Учсай по содержанию сероводорода классифицируется как бессернистое [1].

**Физико – химическая характеристика конденсата** изучена в результате исследования поверхностных проб конденсата скважины 20 (интервал 2600 – 2582, 2700 – 2696 м -  $J_2^6$ ) участка Восточный Бердах и скважины 5-Уч (интервал 2088 – 2080 м -  $J_2$ )

Согласно классификации И.С. Старобинца и Д. Сиражидинова конденсат участка Восточный Бердах относится к среднетяжелым (плотность  $803,5 \text{ кг/м}^3$ ), низкосернистым (0,053 %) по содержанию фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$  к бензиновому типу (54,88 %), по содержанию фракций, выкипающих выше  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , к среднекеросиновым (39,24 %), по групповому углеводородному составу суммарной бензиновой фракции к нафтеновому типу  $H > 50 - 60 \%$ . Парафин в

конденсате отсутствует. Кинематическая вязкость при 20 °С составляет – 1,6115 мм<sup>2</sup>/с.

Конденсат участка Учсай относится к среднетяжелым (753,0 кг/м<sup>3</sup>), низкосернистым (0,0145 %), по содержанию фракций, выкипающих до 200 °С (66,06 %) относится к бензиновым, по содержанию фракций от 200 – 300 °С (25 %) к среднекеросиновым, по групповому углеводородному составу суммарной бензиновой фракции (60 - 200 °С) – к метановому типу (М > 50 – 60 %).

Асфальтены и парафин отсутствуют.

Кинематическая вязкость при 20 °С составляет 1,1867 мм<sup>2</sup>/с.

## 2.4 Гидрогеологическая характеристика разреза

Согласно гидрогеологическому районированию месторождение Восточный Бердах – Учсай входит в состав крупного Северо – Устьюртского артезианского бассейна, в котором выделено два гидрогеологических этажа: нижний (зона затрудненного и весьма затрудненного водообмена), включающий верхнетриас – юрский, неоком – аптский и альб – туронский водоносные комплексы и верхний (зона свободного водообмена), включающий неоген – четвертичный водоносный комплекс и характеризующийся распространением инфильтрационных вод [1].

Газоносность на месторождений Восточный Бердах – Учсай связана с юрскими отложениями, этим и обусловлена приуроченность водных объектов опробования к верхнетриас – юрскому водоносному комплексу.

Наиболее полно пластовые воды изучены в среднеюрских и верхнеюрских отложениях. Воды нижнеюрских отложений изучены в скважине 15.

Нижнеюрский водонапорный комплекс представлен высокоминерализованными рассолами хлоркальциевого типа, хлоридной

группы, подгруппы натриевых вод с общей минерализацией от 155 до 187,7 г/л.

Для них установлена высокая метаморфизация ( $rCl - rNa$  составляет от 0,75 – 0,76,  $[rCl - rNa] / rMg - 2,39 - 18,2$ ) и низкая сульфатность ( $rSO_4 / rCl - 0,011 - 0,0001$ ). Реакция вод слабокислая (pH - 6 – 5,9). В этих водах повышены концентрации микрокомпонентов и микроэлементов, мг/л: йода – от 3,1 до 20,4; брома – от 195,5 до 514,5; уголекислоты – от 48 до 205,4. Низкими оказались содержания окиси бора – от 20,9 до 48,6; фтора – 5. Сероводород не обнаружен.

Среднеюрские пластовые воды получены во всех пробуренных скважинах. При опробовании среднеюрских пачек получены притоки пластовой воды с растворенным газом. Дебит ее по участку Восточный Бердах от 0,3 м<sup>3</sup>/сут (скв.5, интервал 2686 – 2678 м) до 21,6 м<sup>3</sup>/сут (скв.14, интервал 2588 – 2581 м), а по участку Учсай от 0,16 м<sup>3</sup>/сут (скв.1 Уч, интервал 2476 – 2466, 2462 – 2456 м) до 4,8 м<sup>3</sup>/сут (скв.4 Уч, интервал 2406 – 2403, 2401 – 2395 м). Пластовая температура – 96<sup>0</sup>С. Удельный вес воды 1,06 – 1,09 г/см<sup>3</sup> (по участку Восточный Бердах) и 1,06 – 1,14 г/см<sup>3</sup> (по участку Учсай).

Минерализация хлор – кальциевых рассолов в среднеюрских отложениях по месторождению Восточный Бердах – Учсай изменяется от 86,37 до 227,4 г/л. Наименее минерализованные воды обнаружены во многих водонасыщенных объектах (86,3 – 121 г/л), где из опробованных интервалов получены слабые притоки пластовой воды. Содержание микрокомпонентов высокое, мг/л: брома – от 342,1 до 425; железа – от 240 до 320; уголекислого газа – от 202 до 220; йода – от 17,6 до 24,2. Низким оказалось содержание бора и двуокиси азота. Сероводород не обнаружен.

По химическому составу исследуемые воды жесткие и относятся к хлоридно – кальциевому типу хлоридной группы, подгруппы натриевых вод.

Верхнеюрский водонапорный комплекс. Воды, приуроченные к горизонтам верхней юры, представляют собой хлоридно – кальциевый тип хлоридной группы, подгруппы натриевых вод с общей минерализацией от 86,3 до 139 г/л. Коэффициенты метаморфизации вод изменяется: натрий – хлористый – от 0,36 до 0,89, что указывает на снижение метаморфизации вод относительно нижнее – среднеюрских отложений; сульфат – хлористый – от 0,00007 до 0,016, это говорит о снижении сульфатности вод. Реакция вод слабокислая и близкая к нейтральной (рН - 4,3 – 7,7).

Содержание микрокомпонентов изменяется в широком диапазоне, мг/л: йода – от 5 до 25,4, брома – от 133 до 509, железа – от 0,5 до 480; углекислого газа – от 194 до 202. Сероводород не обнаружен. Суммарное содержание органического углерода колеблется в очень широких пределах из-за различной степени смешивания пластовой воды с технической. Летучие фенолы присутствуют в незначительном количестве в интервалах со слабыми притоками воды (скважине 9, содержание 0,045 мг/л) до 0,330 мг/л (скважине 5-Уч, в которой получен промышленный приток газа с водой). Содержание бензола колеблется от 0,082 (скв.2 Уч) до 1,83 мг/л (скв.8).

Геохимический анализ вод юрского комплекса свидетельствует о высокой застойности гидрогеологической обстановки и явном преобладании метаморфизованных седиментационных вод.

Кроме того, о гидрогеологической закрытости юрского водонапорного комплекса свидетельствует наличие в водах высокого содержания йода, брома и сравнительно низкое содержание сульфат – ионов [1].

Для прогнозирования режима разработки месторождения Восточный Бердах – Учсай, запасы которого сосредоточены в юрских отложениях, необходимо знание характера движения пластовых вод. Оценить это конкретно по рассматриваемому месторождению на базе имеющейся информации не представляется возможным из-за отсутствия достаточного количества глубинных замеров величин пластовых давлений в имеющихся разведочных скважинах. Вместе с тем известно, что для Устюрта, в целом,

характерны весьма незначительные перепады давлений между участками приосевых частей прогибов сводов крупных поднятий, соответственно очень незначительные скорости движения пластовых вод.

Исходя из этого, а также опыта разработки верхне - и среднеюрских газовых залежей других месторождений, расположенных в пределах Восточного Устюрта, можно предположить, что на месторождении Восточный Бердах – Учсай, скорее всего, необходимо ожидать **газовый режим разработки**.

Начальным признаком появления пластовой воды в продукции скважины принята величина минерализации от 1 до 5 г/л. Увеличение минерализации добываемой воды в продукции газовых скважин от 5 г/л и выше говорит о содержании в добываемой продукции скважин пластовой воды. Критерием обводнения скважин пластовой водой служит также изменение концентрации хлорид – ионов в этом случае начало появления пластовой воды в продукции скважин связывается с пределом 2,5 % относительно концентрации хлорид – ионов в пластовой воде (88 – 115 г/л), что составит 2,2 – 2,9 г/л.

Таким образом, изученные воды продуктивных пластов – коллекторов юрского водонапорного комплекса Судачьего прогиба, включая месторождение Восточный Бердах – Учсай, представляют собой сверхкрепкие рассолы хлоридно – кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой групп с величиной общей минерализации 86 – 228 г/л, при наиболее часто встречающихся значениях величины общей минерализации 140 – 160 г/л.

Характерны высокая метаморфизация ( $r_{Na} / r_{Cl} = 0,6 - 0,95$ ) и низкая сульфатность ( $r_{SO_4} / r_{Cl} = 0,0002 - 0,04$ ). Реакция среды, в основном, кислая ( $pH = 4,5 - 7,0$ ), в ионно – солевом составе вод преобладают ионы хлора (92 – 138 г/л) и щелочных металлов (41 – 60 г/л). Содержание кальция 2,3 – 21 г/л; магния – 0,12 – 4,6 г/л; сульфатов – 0,01 – 1,6 г/л; гидрокарбонатов – от 0 до 0,144 г/л.

ГЛАВА 3  
СИСТЕМА ДОБЫЧИ ГАЗА НА ГКМ  
ВОСТОЧНЫЙ БЕРДАХ.

### **3.1 Добыча газа.**

Сбор продукции скважин месторождения Восточный Бердах осуществляется по лучевой схеме. Добываемый поток газа дросселируется на устье скважин. Сбор газа из скважин № 4,5,6,7, 9,11, 12, 13,20 месторождения осуществляется по индивидуальным шлейфам диаметром 114х6 mm с максимальной длиной 5,0 km. Продукция газовых скважин месторождения Восточный Бердах поступает на БВН, расположенный на УКПГ. Давление на каждом шлейфе скважин измеряется по месту техническими манометрами РИ-1-7.

Скважины № 1,4,5 месторождения Учсай подключаются в газопровод-коллектор Учсай-УКПГ Восточный Бердах диаметром 325х12 mm и длиной 7,0 km.

#### **3.1.1. Конструкция скважин и производство буровых работ.**

Вид бурения проектируемых скважин - вертикальный.

Выбор буровой установки для бурения скважин осуществляется исходя из грузоподъемности и имеющегося парка буровых установок.

Вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 814 кН. Вес наиболее тяжелой бурильной колонны при бурении 114 мм трубами – 883 кН.

В соответствии с действующими в Республике Узбекистан нормативами, вес наиболее тяжелой обсадной колонны не должен превышать 90 %, а бурильной – 60 % грузоподъемности буровой установки.

**Таблица 3.1 – Рекомендуемая конструкция проектных эксплуатационных скважин месторождения Восточный Бердах – Учсай**

Наименование колонны	Интервал спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота для бурения под колонну, мм	Тип резьбового соединения	ВПЦ от устья, м
проектная глубина 2750 м					
Шахтовое направление	0 - 9	530	-	-	бутобетон
Кондуктор	0 - 400	299	393,7	ОТТМ	0
Промежуточная колонна	0 - 1400	219	269,9	ОТТМ	0
Эксплуатационная колонна	0 - 2750	140	190,5	ОТТГ	0
проектная глубина 2200 м					
Шахтовое направление	0 - 9	530	-	-	бутобетон
Кондуктор	0 - 400	299	393,7	ОТТМ	0
Промежуточная колонна	0 - 1400	219	269,9	ОТТМ	0
Эксплуатационная колонна	0 - 2200	140	190,5	ОТТГ	0

Примечание: В зависимости от расположения скважин возможна установка удлиненного направления на глубину 30 – 50 м.

Этим условиям соответствуют буровые установки грузоподъемностью 1600, 1750 кН.

$$n = \frac{814}{1600} = 0,51 < 0,90; \quad n = \frac{883}{1600} = 0,55 < 0,60.$$

$$n = \frac{814}{1750} = 0,47 < 0,90; \quad n = \frac{883}{1750} = 0,50 < 0,60.$$

В таблице 3.1 приводится комплект бурового оборудования заводской поставки для установок грузоподъемностью 1600, 1750 кН и перечень дополнительного оборудования к нему.

Рекомендуемая конструкция проектных скважин представлена ниже (табл. 3.1) (рис 3.1)

Шахтовое направление спускается для предотвращения размыва устья скважины.

Кондуктор спускается для перекрытия бухарских слоёв палеогена, склонных к поглощению промывочной жидкости.

Промежуточная колонна спускается для перекрытия проницаемых горизонтов меловых отложений, а также изоляции соленосной толщи кимеридж-титона.

Эксплуатационная колонна спускается для перекрытия газоносных отложений и эксплуатации в обсаженном стволе нефтеносного объекта.

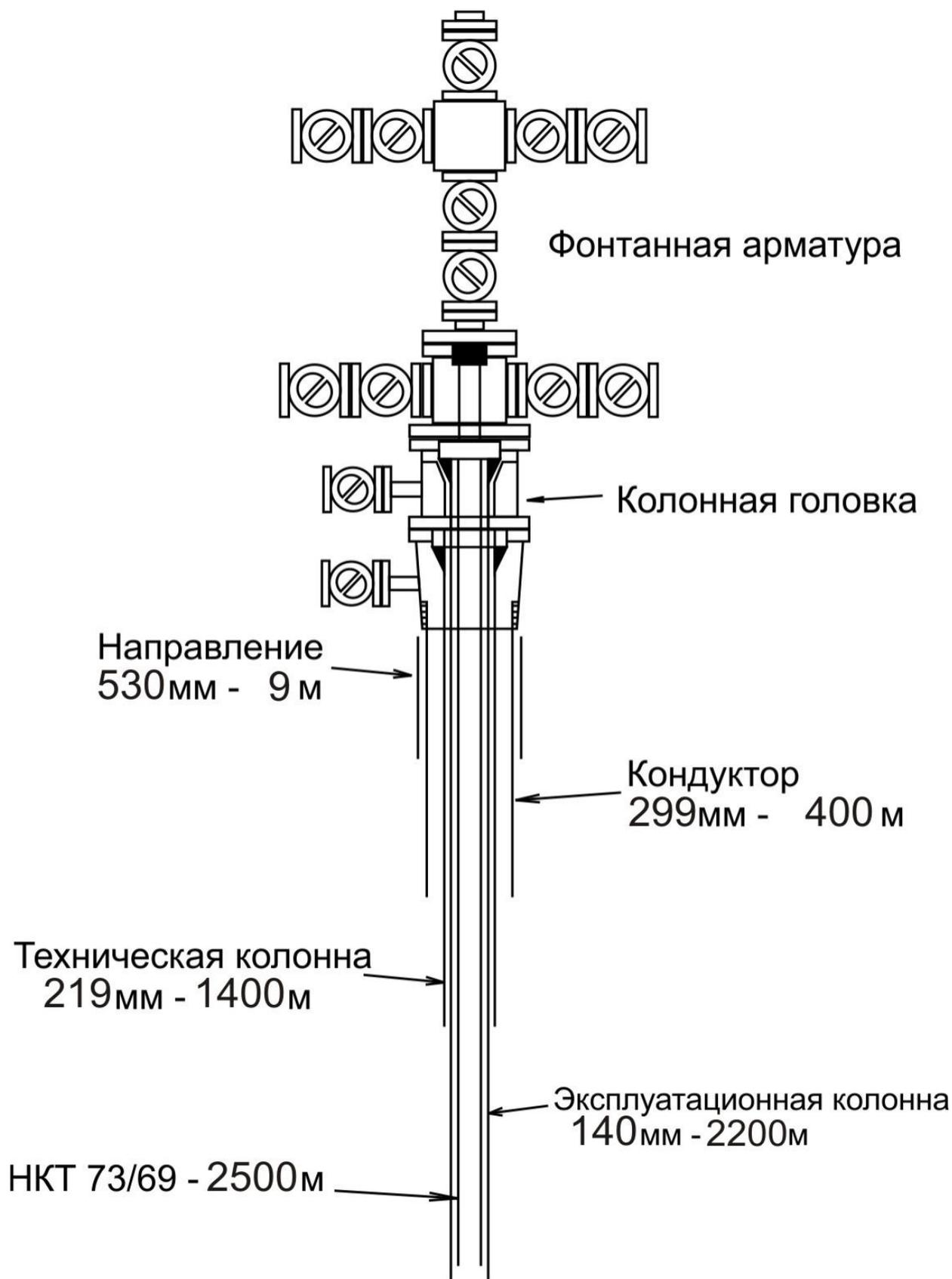


Рис. 3.1. Конструкция скважины.

### **3.2. Основные задачи исследования скважин на стационарных режимах фильтрации**

По результатам исследований определяют:

1. Зависимость дебита скважин газа, конденсата, нефти и воды от депрессии на пласт; в подземных хранилищах газа и при обратной закачке сухого газа на газоконденсатных и газонефтяных месторождениях приемистость пласта от депрессии на пласт;
2. Зависимость дебита скважины от температуры;
3. Условия разрушения, загрязнения и очищения призабойной зоны пласта; скопления и вынос жидких и твердых примесей на забое скважины;
4. Распределение давления и температуры газа в пласте и в стволе газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин при различных режимах эксплуатации с учетом их конструкции;
5. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений, несовершенств по степени и характеру вскрытия, а также гидравлического сопротивления забойных оборудования и лифтовых труб;
6. Эффективность проведенных работ по интенсификации притока газа к скважине;
7. Технологический режим эксплуатации скважин;
8. Фильтрационные параметры газонефтеводонасыщенных интервалов;
9. Потенциальные возможности скважин по дебиту.

### 3.2.1. Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления

#### А и В

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений характеризуют физические свойства газа, фильтрационные свойства пористой среды и геометрические параметры фильтрации. Значения коэффициентов фильтрационного сопротивлений используются при проектировании и анализе разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений зависят от:

- состава газа, фазовых переходов, свойств газа и газоконденсатной смеси;
- законов фильтрации;
- механических, емкостных и фильтрационных свойств пористой среды;
- продолжительности процесса испытания на отдельных режимах;
- термобарических параметров пористой среды и газа;
- конструкции скважины и степени совершенства вскрытия пласта;
- величины газонасыщенности.

$$P_{пл}^2 - P_3^2 = AQ + BQ^2$$

- уравнение притока газа к скважине, где А и В коэффициенты фильтрационных сопротивлений.

Формулы для определения коэффициентов А и В.

$$A = \frac{\mu(P, T) Z(P, T) P_{ат} \Gamma_{пл}}{\pi k(P) h T_{ст}} \left( \ln \frac{R_k}{R_c} + C_1 + C_2 \right), \quad (3.1.)$$

$$B = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z(P, T) \Gamma_{пл}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}} \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right), \quad (3.2.)$$

где  $\mu(P, T) Z(P, T)$  – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления и температуры газа;  $k(P)$  – проницаемость пласта;  $l$  – коэффициент макрошероховатости;  $C_1, C_2$  – коэффициенты несовершенства по степени вскрытия пласта;  $C_3, C_4$  – коэффициенты несовершенства по

характеру вскрытия;  $h$  – толщина пласта;  $R_c, R_k$  – радиус скважины и контура питания;

Без знания величин коэффициентов  $A$  и  $B$  невозможен прогноз дебитов скважин в процессе разработки, следовательно, и добычные возможности месторождения в целом.

Как следует из формулы притока газа к скважине, в одном уравнении имеются два неизвестных коэффициента сопротивлений. При известных значениях величин пластового и забойного давления и дебитов для определения коэффициентов сопротивления необходимо как минимум два уравнения притока с одинаковыми значениями  $A$  и  $B$ . Однако, учитывая возможные ошибки при определении пластовых и забойных давлений и дебитов, приводящим к большим погрешностям в величинах  $A$  и  $B$ , двухрежимный метод не получил широкого распространения.

Результаты газогидродинамических исследований скв. №25 по месторождению Восточный Бердах на 10.07.09 полученные из лабораторных исследований промысла приведены в таблице 3.2.1

Таблица 3.2.1 – Результаты газогидродинамических исследований скв. №25

№№ Скв	Давление газа на устье кгс/см <sup>2</sup>	Дебит газа тыс м <sup>3</sup> /сут	Забойное давление кгс/см <sup>2</sup>	Депрессия на пласт кгс/см <sup>2</sup>	Пластовое давление кгс/см <sup>2</sup>	A МПа <sup>2</sup> сут/тыс м <sup>3</sup>	B (МПа·сут /тыс.м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>
25	111,09	64,21	127,75	2,91	130,66	A=0,06059	B= 0.00076
	104,49	140,08	122,14	8,52			
	93,03	213,67	113,3	17,36			
	80,03	260,41	103,33	27,33			

### 3.3. Технологические режимы эксплуатации скважин при разработке месторождений УВ

#### 3.3.1. Технологический режим работы скважин

Надежность выбранного технологического режима эксплуатации зависит от достоверности информации, получаемой в основном газогидродинамическими, газоконденсатными и промыслово-геофизическими исследованиями скважин.

От правильности выбранного технологического режима эксплуатации скважин зависит объем капитальных вложений на разбуривание месторождения и эксплуатационных затрат, а также надежность добычи

газа на месторождении.

Для установления обоснованного технологического режима необходимо учесть:

географические и метеорологические условия района расположения месторождения, наличие слоя многолетней мерзлоты; форму, тип, размеры и режим залежи; емкостные и фильтрационные параметры пластов, глубину и последовательность их залегания, наличие гидродинамической связи между пропластками; запасы газа, конденсата и нефти, наличие и активность подошвенных вод;

условия вскрытия пласта в процессе бурения, свойства промывочной жидкости, степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью; устойчивость пласта к разрушению; влияние изменения давления на параметры пласта, водонефтегазонасыщенность пластов; совершенство скважин по степени и характеру вскрытия;

составы газа, конденсата, воды и нефти, наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов,  $H_2S$ ,  $CO_2$ , ртути и др.; присутствие органических кислот в пластовой воде; физико-химические свойства газа, конденсата, нефти и воды и их изменение по площади, и по разрезу; влагосодержание газа;

конструкцию скважин, оборудование забоя и устья скважины; схему сбора, очистки и осушки газа на промысле, условия транспортировки газа; техническую и технологическую характеристики применяемого скважинного и промыслового оборудования;

условия потребления газа и жидкости по темпу отбора, неравномерность потребления, теплотворную способность газа и т.д.

К основным факторам, влияющим на режим эксплуатации, относятся:

деформация и устойчивость к разрушению продуктивного разреза; наличие активной подошвенной или краевой воды (нефти), способной сравнительно быстро обводнить скважину;

условия, степень и характер вскрытия с учетом анизотропии пласта;  
наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа и  
пластовой воды, концентрация этих компонентов, давление, температура и  
скорость потока по стволу;

возможность образования жидких и песчаных пробок в процессе  
эксплуатации;

многопластовость, различие состава газа, давлений и температур  
отдельных пропластков, наличие гидродинамической связи между ними,  
различие уровня газожидкостных контактов, неоднородность разреза  
месторождения.

По мере истощения месторождения, продвижения подошвенной и  
краевой вод, снижения дебита и давлений, изменения состава добываемой  
продукции наступает время, когда установленный режим не обеспечивает  
нормальную работу скважины. Тогда производят замену одного режима  
другим.

### **3.3.2. Обоснование и выбор технологического режима**

На стадии доработки месторождения технологический режим  
эксплуатации скважин практически не влияет на их число, но предопре-  
деляет величину отбора из месторождения и устойчивость работы. На  
технологический режим работы скважины влияют: устойчивость кол-  
лекторов к разрушению; образование песчано-жидкостных пробок на забое;  
образование гидратов в пласте и скважине; подключение нескольких  
скважин в один коллектор; обводнение скважин подошвенной и краевой  
водой; степень вскрытия пласта скважинами; потери давления в пласте и  
стволе скважины.

Одним из существенных факторов, влияющих на технологический режим

работы скважин, является подключение их в общий коллектор. Обязка скважин в общий коллектор приводит к расчету технологического режима в "обратном" направлении, т.е. по схеме "коллектор-ствол-пласт". При этом необходим учет расположения скважин относительно направления потока в коллекторе, конструкции НКТ, величины градиента давления в пласте, ограниченного возможностью разрушения призабойной зоны и величины депрессии, ограниченной вероятностью обводнения скважин подошвенной водой.

Таким образом, технологический режим скважин должен быть обоснован с учетом возможности разрушения призабойной зоны, образования пробки, обводнения, а также подключения куста скважин в общий коллектор.

Одной из основных задач обоснования технологического режима работы скважин является анализ накопленных данных по результатам исследования и эксплуатации за истекший с ввода месторождения в разработку период. Эти результаты позволяют обобщить полученные связи между давлением, температурой, депрессией, дебитом, вскрытием пласта скважинами, потерями давления по стволу, конструкцией скважин, изменением положения газодляного контакта и другими параметрами во времени.

### **3.3.3. Критерии для обоснования технологического режима работы скважин**

Для перечисленных выше факторов, определяющих режим эксплуатации газовых скважин месторождения Южный Кемачи, необходимо использовать следующие аналитические выражения критериев технологических режимов:

$dP/dR=const$ , т.е. режим постоянного градиента, обеспечивающий эксплуатацию без обводнения скважин подошвенной водой.

$\Delta P=P_{пл}-P_3=const$ , т.е. режим постоянной депрессии на пласт, обеспе-

чивающий эксплуатацию без обводнения скважин подошвенной водой.

$Q_{скв} = const$ , т.е. режим постоянного дебита скважин, являющийся наиболее выгодным, если его можно поддерживать длительное время; если увеличение депрессии на пласт при этом не приводит к осложнениям; если предприятие не может бурить и обустривать дополнительное число скважин. Такой режим может быть временно использован и при условиях добычи коррозионно-активного газа.

$V = const$ , т.е. режим постоянной скорости потока газа в стволе скважины в зоне интервала перфорации, обеспечивающий вынос поступающих жидких и твердых примесей на забой скважины, начиная от нижних отверстий интервала перфорации. Режим может быть обеспечен выбором диаметра и глубины спуска фонтанных труб, практически при любом дебите скважин.

$P_y = P_{колл} = const$ , режим постоянного давления в коллекторе, к которому подключены скважины с различными конструкциями, депрессиями на пласт и дебитами. Данный критерий быть обеспечен путем изменения производительности скважин.

Из выше перечисленных критериев наиболее существенными и практически неустраняемыми являются критерий, связанный с разрушением призабойной зоны пласта и обводнением скважин подошвенной водой. Поэтому эти факторы, влияющие на режим работы скважины, являются определяющими.

Предложенные различные технологии по укреплению призабойной зоны носят временный характер.

Имеющиеся теоретические разработки и практические попытки создания искусственных непроницаемых экранов для изоляции подошвенных вод также оказались ненадежными и не гарантируют длительной безводной эксплуатации газовых скважин.

Процесс образования конуса подошвенной воды является нестационарным, и все предложенные к настоящему времени аналитические методы определения безводного дебита газовых скважин базируются на

стационарности конуса и поэтому пригодны только для конкретного момента времени. Причем при получении аналитической зависимости между допустимой депрессией на пласт и безводным дебитом приняты также упрощенные условия, которые могут существенно отличаться от реальных.

ГЛАВА 4  
АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ  
РАЗРАБОТКИ ГКМ ВОСТОЧНЫЙ  
БЕРДАХ.

#### **4. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ГКМ ВОСТОЧНЫЙ БЕРДАХ.**

При прогнозировании показателей разработки приближенными методами без использования геолого-математических моделей залежи или ее фрагмента число параметров, подлежащих анализу, намного меньше, чем при проектировании разработки месторождений с применением численных методов. Анализу подвергаются, в основном, прогнозные показатели разработки залежи, хотя они носят вторичный характер. В принципе, должна быть проанализирована достоверность принятых исходных данных при проектировании. К настоящему времени теоретически не разработаны методы и технологии точного определения многих параметров, используемых при проектировании. Перечень исходных данных, подлежащих изучению при анализе показателей разработки, зависит от метода проектирования.

С помощью анализа основных показателей разработки проверяется соответствие принятых исходных данных при проектировании с фактическими, полученными в процессе разработки. В процессе разработки достоверность принятых данных сравниваются с аналогичными данными, полученными из новых скважин и из повторных исследований. Многие из исходных данных, используемых при приближенном методе прогнозирования показателей разработки, обобщаются, усредняются, а затем закладываются в основу проектных расчетов.

В реальных условиях эти усредненные данные могут подтверждаться с определенными отклонениями в большую или меньшую сторону по отдельным скважинам, но в среднем они должны совпадать с проектными. На практике проектирования разработки газовой части нефтегазоконденсатных месторождений хорошее совпадение принятых при проектировании данных с фактическими имеется в двух случаях: когда пласт и его содержимое сравнительно однородны и когда на месторождении

пробурено и исследовано большое количество скважин, а также изучена их продукция.

Т.о. анализ основных показателей разработки месторождений углеводородов заключается в выявлении представительности и точности данных, а следовательно, и совпадение прогнозируемых показателей с фактическими данными, полученными на месторождении в процессе разработки. Значительное число данных вследствие их малочисленности выделяется в проекте, и особенно в технологических схемах разработки, как цель, подлежащая изучению в процессе разработки.

Задача анализа показателей в процессе разработки частично изменяется. На ранней стадии разработки анализируются практически все геолого-геофизические, системно-геодинамические, термодинамические параметры, составы флюидов, их изменения по залежи, результаты исследований, технологические режимы работы скважин, устойчивость дебитов, параметры вскрытия, распределение и изменение давление и температуры в системе «пласт-УКПГ», состояние фонда скважин, сроки их ввода, конструкции скважин, УКПГ, контуры газоносности, оценка запасов газа и сопутствующих компонентов и т.д.

На поздних стадиях разработки залежи, точнее, начиная с конца периода постоянной добычи газа, когда залежь полностью разбурена, одним из основных предметов анализа становятся вопросы очистки и осушки газа в условиях нехватки давления и повышенной температуры разделения продукции по фазам, характер депрессионных воронок по площади, ввод ДКС и т.д.

Анализ показателей разработки газовой части нефтегазоконденсатных месторождений проводится на базе данных, полученных геологической и технической службами газодобывающих предприятий согласно методике, технологии и частоте проведения исследований, указанных в проекте разработки.

#### **4.1. Характеристика фонда скважин**

В настоящее время газоконденсатное месторождение Шаркий Бердах разрабатывается согласно «Проекта промышленной разработки газоконденсатного месторождения Восточный Бердах-Учсай» (2009 г.).

По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении пробурены 38 скважин, из них 18 разведочных и 20 эксплуатационных.

Эксплуатационные скважины бурятся на глубину 2750 м, и имеют следующую проектную конструкцию:

шахтовое направление - 530 мм, глубина спуска 7 м;

кондуктор - 299 мм, глубина спуска 400 м;

промежуточная колонна - 219 мм, глубина спуска 1400 м;

эксплуатационная колонна - 139,7 мм, глубина спуска 2750 м.

Эксплуатационные скважины оборудуются лифтовыми трубами диаметром 73 мм (внутренний диаметр 62 мм), глубина спуска которых зависит от глубины эксплуатационного объекта, и рекомендуется на уровне нижних отверстий интервала перфорации, для выноса скапливающейся на забое жидкости.

Фактическое состояние фонда скважин приведено в таблице 4.2.1.

**Таблица 4.1 Характеристика фонда месторождения Шаркий Бердах  
на 01.01.2012 года**

Категория скважин	Количество скважин	Номера скважин
Действующие	24	5,6,7,11,12,13,20*,21,22,25,28,29, ,30,31, 32,33,34,36,37,39,41,42,1-Уч, 5- Уч
Контрольные	3	4-Уч,14,26
Ликвидированные	6	8, 10, 15, 2-Уч, 3-Уч, 6-Уч
В ожид.ликвидации	1	23
В бурении	-	-
В консервации	-	-
В КРС	1	9
В ожид. КРС	3	4,24,27
<b>Всего</b>	<b>37</b>	

\* скважины 20 – 42 пробурены как эксплуатационные

Действующий фонд скважин по объектам эксплуатации распределяется следующим образом:

Участок Восточный Бердах:

пласт  $J_3^1$  – 1 скважина (скв. 25);

пласт  $J_3^2$  – 2 скважины (скв. 4, 5). Данный пласт разрабатывался

скважиной 4 в период 17.01. - 18.08.03 г., скважина 5 в период 19.11. - 09.12.02 г.;

пласт  $J_2^1$  – 4 скважины (скв. 4, 13, 21, 32);

пласт  $J_2^2$  – 2 скважины (скв. 6, 26);

пласты  $J_2^4 + J_2^5$  – 1 скважина (скв. 12);

пласт  $J_2^5$  – 1 скважина (скв. 20);

пласт  $J_2^6$  – 6 скважин (скв. 5, 7, 11, 13, 21, 28). Данный пласт разрабатывался скважиной 13 в период 31.12.05 – 15.09.06 гг. и скважиной 21 в период 13.04. – 20.06.06 г.;

пласты  $J_2^6 + J_2^{7a}$  – данные пласты совместно разрабатывались скважиной 20 в период 26.11.05 – 28.09.06 гг.

#### Участок Учсай:

пласт  $J_3^1$  – разрабатывался скважиной 9 в период 19.12.03 – 30.11.08 гг.;

пласт  $J_3^3$  – 1 скважина (9 с 01.12.08 г.);

пласты  $J_2^1 + J_3^4 + J_3^1$  – совместно разрабатывались скважиной 1-Уч в период 08.06.04 – 30.09.07 гг.;

пласт  $J_2^1$  – 5 скважин (скв. 1-Уч, 5-Уч, 27, 29, 31);

пласт  $J_2^3$  – 1 скважина (4-Уч);

пласт  $J_2^7$  – 2 скважины (скв. 22, 30).

#### **4.1.1. Анализ технологических показателей разработки.**

Месторождение Восточный Бердах – Учсай разрабатывается согласно проектному документу «Проект ОПЭ» (2004 г.) [4], по утвержденному варианту разработки 1.2 на годовой отбор 830 млн.м<sup>3</sup>, в том числе: 590 млн.м<sup>3</sup> по участку Восточный Бердах и 240 млн.м<sup>3</sup> по участку Учсай. На период ОПЭ предусматривалась отдельная эксплуатация каждой скважиной только одного пласта. В 2005 г. на УКПГ «Восточный Бердах» введена в эксплуатацию вторая технологическая нитка, таким образом общая

производительность составила 1,5 млрд.м<sup>3</sup> газа в год.

В 2005 г. 12 действующими скважинами было добыто 1083 млн.м<sup>3</sup> газа.

В 2006 г. в связи с расширением существующей УКПГ «Восточный Бердах» до 2,0 млрд.м<sup>3</sup> газа в год, институтом «O'ZLITINEFTGAZ», до выполнения корректив проекта разработки, был рекомендован в внедрению вариант разработки 3.2, рассмотренный в «Проекту ОПЭ» (2004 г). Годовой отбор газа по данному варианту составил 1896 млн.м<sup>3</sup>, в том числе: 1336 млн.м<sup>3</sup> по участку Восточный Бердах и 560 млн.м<sup>3</sup> по участку Учсай.

По данному варианту при отдельной эксплуатации уже в 2005 г необходимо было 19 действующих скважин, из них 14 скважин на участке Восточный Бердах и 5 скважин на участке Учсай.

Для наращивания добычи газа до 2,0 млрд.м<sup>3</sup> в год необходимо было существующий на 01.01.06 г действующий фонд скважин (12) довести согласно проекту ОПЭ до 28 скважин. В противном случае имело бы место неравномерная выработка запасов всех эксплуатационных газоносных пластов, и, как следствие, резкое снижение пластовых, рабочих устьевых давлений. Данный вариант разработки не был реализован.

При существующей мощности объектов подготовки УКПГ «Восточный Бердах» с производительностью 1,5 млрд.м<sup>3</sup> газа в год с 2006 г. месторождение Восточный Бердах – Учсай разрабатывается с использованием варианта 2.2, рассмотренного в проекте ОПЭ (2004 г.).

Годовой отбор газа по данному варианту по месторождению 1379 млн.м<sup>3</sup>, в том числе: 979 млн.м<sup>3</sup> по участку Восточный Бердах, 400 млн.м<sup>3</sup> по участку Учсай.

При отдельной эксплуатации (одной скважиной одного пласта) в добывающем фонде необходимо иметь по месторождению в период 2006 – 2010 гг. 17 скважин, в том числе: 13 скважин на участке Восточный Бердах и 4 скважины на участке Учсай.

## 4.2. Прогноз основных показателей разработки

### 4.2.1. Формулы для определения основных показателей разработки

#### Определение параметров средней скважины

При определении показателей разработки месторождений природных газов используют понятие средней скважины, т.е. расчеты ведутся для скважины имеющей средние параметры. Принимается, что средняя скважина имеет среднюю глубину, среднюю конструкцию, средние допустимые депрессии и дебит, средние коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$ , средние длину и диаметр шлейфа. Это позволяет учесть разное дебитность скважин и обеспечить наиболее достоверный прогноз потребного числа скважин.

На месторождении имеется  $n$  газовых скважин, по результатам исследований определены уравнения притока газа к забою каждой скважины и допустимые дебиты.

Уравнения притока к скважинам имеют вид

$$\Delta P_1^2 = P_1^2(t) - P_{z1}^2(t) = A_1 Q_{c1}(t) - B_1 Q_{c1}^2(t) \quad (4.1)$$

$$\Delta P_2^2 = A_2 Q_{c2}(t) - B_2 Q_{c2}^2(t)$$

.....

$$\Delta P_i^2 = A_i Q_{ci}(t) - B_i Q_{ci}^2(t)$$

.....

$$\Delta P_n^2 = A_n Q_{cn}(t) - B_n Q_{cn}^2(t)$$

Просуммировав эти уравнения, получим

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_i^2 = \sum_{i=1}^n A_i Q_{ci}(t) - \sum_{i=1}^n B_i Q_{ci}^2(t) \quad (4.2.)$$

Уравнение (4.2.) представим следующим образом:

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta P_i^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A_i Q_{ci}(t) - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n B_i Q_{ci}^2(t) \quad (4.3)$$

Уравнение притока газа к средней скважине

$$\Delta P_{cp}^2 = A_{cp} Q_{ccp}(t) - B_{cp} Q_{ccp}^2(t) \quad (4.4)$$

Принимаем, что  $\Delta P_{cp}^2$  и  $Q_{c\varphi}$  равны среднеарифметическим значениям соответствующих величин, т.е.

$$\Delta P_{cp}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta P_i^2; \quad Q_{ccp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{ci}(t) \quad (4.5)$$

Тогда для принятого предположения необходимо установить связь между средними коэффициентами фильтрационных сопротивлений  $A_{cp}$  и  $B_{cp}$  и коэффициентами фильтрационных сопротивлений для каждой скважины. Для этого подставим соотношения (4.5.) в (4.4.):

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta P_i^2 = \frac{A_{cp}}{n} \sum_{i=1}^n Q_{ci}(t) - B_{cp} \left[ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{ci}(t) \right]^2 \quad (4.6)$$

Сопоставляя уравнения (4.3.) и (4.6.), находим следующие выражения для вычисления средних коэффициентов фильтрационных сопротивлений:

$$A_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i Q_{ci}(t)}{\sum_{i=1}^n Q_{ci}(t)} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i Q_{ci}(t)}{n Q_{c\varphi}}; \quad B_{cp} = \frac{n \sum_{i=1}^n B_i Q_{ci}^2(t)}{\left[ \sum_{i=1}^n Q_{ci}(t) \right]^2} = \frac{\sum_{i=1}^n B_i Q_{ci}^2(t)}{n Q_{ccp}^2} \quad (4.7.)$$

Если теперь уравнение (4.4.) записать для начального момента в виде

$$\Delta P_{cp} (2P_n - \Delta P_{cp}) = A_{cp} Q_{cpi} + B_{cp} Q_{cpi}^2 \quad (4.8.)$$

и подставить в него  $A_{cp}$  и  $B_{cp}$ , вычисленные по формулам (4.7.), и средний начальный допустимый дебит скважины  $Q_{ccp}$ , то получим квадратное уравнение относительно допустимой депрессии. Решая уравнение (4.8.), находим среднюю для месторождения допустимую депрессию на пласт.

## Определение пластового давления

Изменение средневзвешенного по объему порового пространства давления зависит от количества извлеченного из залежи газа, активности водонапорной системы (количества внедрившейся в залежь воды) и определяется по уравнению материального баланса.

$$\frac{P_t}{Z_t} = \frac{\frac{P_n}{Z_n} \Omega_n \alpha_{cp} \left( 1 - \frac{Z_n P_{am} T_{nl}}{\Omega_n \alpha_{cp} P_n T_{cm}} Q_{доб t} \right)}{\Omega_n \alpha_{cp} - Q_{вт}}, \quad (4.9.)$$

где  $\Omega_n \alpha_{cp}$  - начальный объем порового пространства занятый газом, млрд. м<sup>3</sup>,  $P_n$ ,  $P_t$  - начальное и текущее пластовые давления, МПа;  $\alpha$  - коэффициент газонасыщенности, доли;  $Z_n$ ,  $Z_t$  - коэффициенты сжимаемости газа для начальных и текущих условий;  $P_{am} = 0,1013$  МПа;  $T_{cm} = 293,15$  °К;  $T_{nl}$  - пластовая температура, °К;  $t$  - год разработки, лет;  $Q_{доб t}$  - количество газа добытое с начала разработки, млрд. м<sup>3</sup>;

$$Q_{доб t} = \sum_0^t Q_t, \quad (4.10.)$$

$Q_t$  - добыча газа в t-ом году разработки, млрд. м<sup>3</sup>;  $Q_{вт}$  - объем воды поступивший в залежь с начала разработки, млрд. м<sup>3</sup>.

$$\Omega_n \alpha_{cp} \frac{P_n T_{cm}}{Z_n P_{am} T_{nl}} = Q_{зан}, \quad (4.11.)$$

Обозначим через  $V_{nn}$  - объем пор занятый газом, млрд. м<sup>3</sup>; тогда начальный газонасыщенный объем

$$V_{nn} = \Omega_n \alpha_{cp} = F m_{cp} h_{cp} \alpha_{cp} = \frac{\pi R_z^2 10^6 m_{cp} h_{cp} \alpha_{cp}}{10^9} = Q_{зан} \frac{Z_n P_{am} T_{nl}}{P_n T_{cm}}, \quad (4.12.)$$

где  $F$  - площадь залежи, м<sup>2</sup>;  $m_{cp}$  и  $h_{cp}$  - средневзвешенные по объему порового пространства пористость (доли) и эффективная толщина пласта (м);

Подставляя (4.10.), (4.11.) и (4.12) в (4.9) получаем

$$\frac{P_t}{Z_t} = \frac{\frac{P_n}{Z_n} \Omega_n \alpha_{cp} \left(1 - \frac{Q_{доб t}}{Q_{зан}}\right)}{\Omega_n \alpha_{cp} - Q_{от}}, \quad (4.13.)$$

Если режим газовый, то  $Q_{от} = 0$ , тогда

$$\frac{P_t}{Z_t} = \frac{P_n}{Z_n} \left(1 - \frac{Q_{доб t}}{Q_{зан}}\right), \quad (4.14.)$$

Из уравнения (4.15.) видно, что зависимость  $P_t/Z_t$  от  $Q_{доб}$  линейная, поэтому данные об изменении средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления и данные об изменении количества добытого количества газа при газовом режиме эксплуатации газа могут быть использованы для определения запасов газа.

Уравнение (4.14) соответствует уравнению прямой

$$y = a + bx, \quad (4.15.)$$

где  $y = P/z$ ;  $x = Q_{доб}$  и  $b = \frac{P_{ам} T_{нл}}{\Omega_n \alpha_{cp} T_{cm}}$ .

Если  $P_t/Z_t = 0$ , то  $Q_{доб} = -a/b = Q_{зан}$

$$1 - \frac{Q_{доб t}}{Q_{зан}} = 0 \quad \text{или} \quad Q_{зан} = Q_{доб}$$

Следовательно, если мы имеем данные об изменении среднего пластового давления в газовой залежи и соответствующие им величины добытого газа, то в случае газового режима, построив зависимость  $P_t/Z_t$  от  $Q_{доб}$  и, проэкстраполировав ее до пересечения с осью абсцисс, получим величину  $Q_{зан}$ .

Или, используя метод наименьших квадратов,

$$Q_{зан} = \frac{\sum \left[ \left( \frac{P}{Z} \right)_i \cdot Q_{доб i} \right] \cdot \sum Q_{доб i} - \sum \left( \frac{P}{Z} \right)_i \cdot \sum Q_{доб i}^2}{n \sum \left[ \left( \frac{P}{Z} \right)_i \right] - \sum \left( \frac{P}{Z} \right)_i \cdot \sum Q_{доб i}}, \quad (4.16.)$$

## Определение основных показателей разработки в период заданной и падающей добычи

Для определения основных показателей разработки решаются совместно четыре уравнения:

- уравнение истощения газовой залежи (4.13.), (4.14.),
- уравнение притока газа к забою газовой скважины

$$P_{пл\ t}^2 - P_{з\ t}^2 = A Q_{ct} + B Q_{ct}^2, \quad (4.17.)$$

- уравнение технологического режима работы скважины

$$(\Delta P = const), \quad (4.18.)$$

- уравнение связи годовой добычи газа и числа скважин

$$n_t = \frac{Q_t 10^6 K_p}{365 Q_{ct} K_s}, \quad (4.19.)$$

где  $P_{пл\ t}$  - среднее пластовое давление в залежи, МПа;  $P_{з\ t}$  - забойное давление, МПа;  $A$  и  $B$  - средние коэффициенты сопротивления движению газа к забою скважины, МПа<sup>2</sup> сут/тыс.м<sup>3</sup>, (МПа сут/тыс.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>;  $\Delta P$  – заданная или максимально допустимая депрессия, МПа;  $Q_t$  - добыча газа в  $t$ -ом году разработки, млрд. м<sup>3</sup>;  $Q_{ct}$  - дебит средней скважины в  $t$ -м году разработки, тыс.м<sup>3</sup>/сут;  $K_p$  - коэффициент резерва скважин;  $K_s$  - коэффициент эксплуатации скважин.

## Последовательность расчета в период постоянной или заданной добычи

По составу газа или относительной плотности определяем критические параметры:

$$P_{кр} = 4,892 - 0,4048\bar{p}, \quad (4.20.)$$

$$T_{кр} = 94,717 + 170,8\bar{p} \quad (4.21.)$$

- по формуле (4.11.) определяем  $Q_{доб\ t}$  по годам разработки;
- определяем изменения дебита по годам разработки из уравнений (4.22.) и (4.23.)

$$Q_{cr} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B \cdot \Delta P_t (2P_t - \Delta P_t)}}{2B}, \quad (4.22.)$$

- определяем изменение во времени числа скважин  $n_t$  по годам разработки, необходимых для обеспечения заданной добычи газа, по формуле (4.19.).

### Последовательность расчета подающей добычи

Принимаем число скважин по годам разработки в период подающей добычи постоянным и равным числу скважин на конец постоянной или заданной добычи. Годовой отбор газа в очередном году разработки  $Q_t$ , будет определяться, исходя из постоянства мощности ДКС.

Определяем годовой отбор газа в очередном году разработки  $Q_t$

$$Q_t = \frac{Q_{cr} n_t 365 k_2}{10^6 K_p} = \frac{(Q_{cr} + Q_{cr-1}) n_t 365 k_2}{2 \cdot 10^6 K_p} \quad (4.23.)$$

## Определение давления на устье скважины

Давление на устье скважины определяется по уравнению Адамова:

$$P_y = \sqrt{\frac{P_z^2 - \Theta Q_c^2}{\exp(2s)}}, \quad (4.24.)$$

где:

$$\lambda = \frac{1}{\left[ 2Lg \left( \frac{7,41D_{\text{тм}\square}}{2l} \right) \right]^2} \quad (4.25.)$$

$$\Theta = \frac{0,0132\lambda Z^2 T_{cp}^2 (e^{2s} - 1)}{D_{\text{фм}}^5 10^{10}}, \quad (4.26.)$$

$$s = \frac{0,03415\bar{\rho} H_c}{Z_{cp} T_{cp}}, \quad (4.27.)$$

среднее давление в скважине

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left[ P_z + \frac{P_y^2}{(P_y + P_z)} \right], \quad (4.28.)$$

коэффициент сжимаемости при средних параметрах

$$Z_{cp} = \left[ 0,4Lg \left( \frac{T_{cp}}{T_{кр}} \right) + 0,73 \right]^{\left( \frac{P_{cp}}{P_{кр}} \right)} + 0,1 \frac{P_{cp}}{P_{кр}}, \quad (4.29.)$$

где  $\bar{\rho}$  - относительная плотность газа,  $H_c$  - глубина скважины, м;  $T_y$  - температура на устье, К;  $T_z$  - забойная температура, К;  $P_z$  или  $P_y$  - пластовое или устьевое давление, МПа ;  $Q_c$  - дебит скважины, тыс.м<sup>3</sup>/сут.;  $D_{\text{фм}}$  - внутренний диаметр фонтанных труб, м.;  $l=0,0002$  - абсолютная шероховатость, м.

## Изменение давления в шлейфе или газопроводе

Основная формула для определения пропускной способности при стационарном движении газа по газопроводу имеет вид

$$Q = KD^{2,5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \bar{\rho} Z T L}} \quad (4.30.)$$

где  $Q$  - пропускная способность газопровода в стандартных условиях, тыс.м<sup>3</sup>/сут;  $D$  - внутренний диаметр газопровода, м;  $P_n$  - давление в начале участка газопровода, МПа;  $P_k$  - давление в конце участка газопровода, МПа;  $\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления,  $\bar{\rho}$  - относительная плотность газа,  $Z$  - средний коэффициент сжимаемости газа,  $T$  - средняя по участку газопровода температура газа, К;  $L$  - длина участка, м.

Размерный коэффициент  $K$  зависит от входящих в него параметров и размерностей единиц, входящих в формулу (4.51.) величин. Для принятых в формуле размерностей  $K=33,264 \cdot 10^5$ .

Движение газа в газопроводе, как правило, турбулентное, в зоне турбулентного режима. Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  определяется по формуле.

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{2l}{D} \right)^{0,2} \quad (4.31.)$$

где  $l=0,0002$  м - абсолютная шероховатость,  $D$  - диаметр, м.

Формула для разности квадратов давления имеет вид

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{1}{K^2} \frac{\lambda \bar{\rho} Z T L}{D^5} (Q n_c)^2 \quad (4.32.)$$

где  $n_{ск}$  - число скважин, подключенных к шлейфу.

## Определение мощности компрессорной станции

Мощность компрессорной станции определяется по формуле

$$N_{\kappa c} = \frac{0,004QT_1 Z_{\kappa c}}{\eta} \frac{\kappa}{\kappa - 1} \left[ \left( \frac{P_{\text{вых}}}{P_{\text{вх}}} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right] \frac{1}{1000} \quad (4.33.)$$

где  $Q$  - расход газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $T_1$  - температура газа на входе;  $\kappa=1,3$  - показатель адиабаты,  $\eta=0,87$  - КПД,  $P_{\text{вых}}$  - давление на выходе или в магистральном газопроводе,  $P_{\text{вх}}$  - давление на входе в КС, мощность в МВт.

### 4.2.2. Расчет основных показателей разработки

Главным источником информации при расчете основных показателей разработки месторождений являются материалы по подсчету запасов. Достоверность используемых запасов газа предопределяет точность прогнозируемых показателей разработки. Достоверность запасов зависит от стадии изученности залежи. На ранней стадии изученности месторождения Восточный Бердах запасы определены объемным методом по данным разведочных и эксплуатационных скважин. К наиболее часто встречаемым факторам, влияющим на точность определения запасов газа, относятся: неоднородность залежи по разрезу и по площади, анизотропия пластов, наличие литологических экранов, положение контакта газ-вода, конфигурация контура газоносности, эффективная газонасыщенная толщина, насыщенность пористой среды газом, водой, порог подвижности флюидов и т.д. Поэтому из-за неточности множества параметров, используемых при подсчете запасов на месторождении, подсчет запасов производится неоднократно по мере накопления новых данных, указывающих на неточность принятых в проекте запасов газа.

Такие ошибки естественны, независимо от объема накопленного материала в процессе доразведки и разработки месторождений, так как

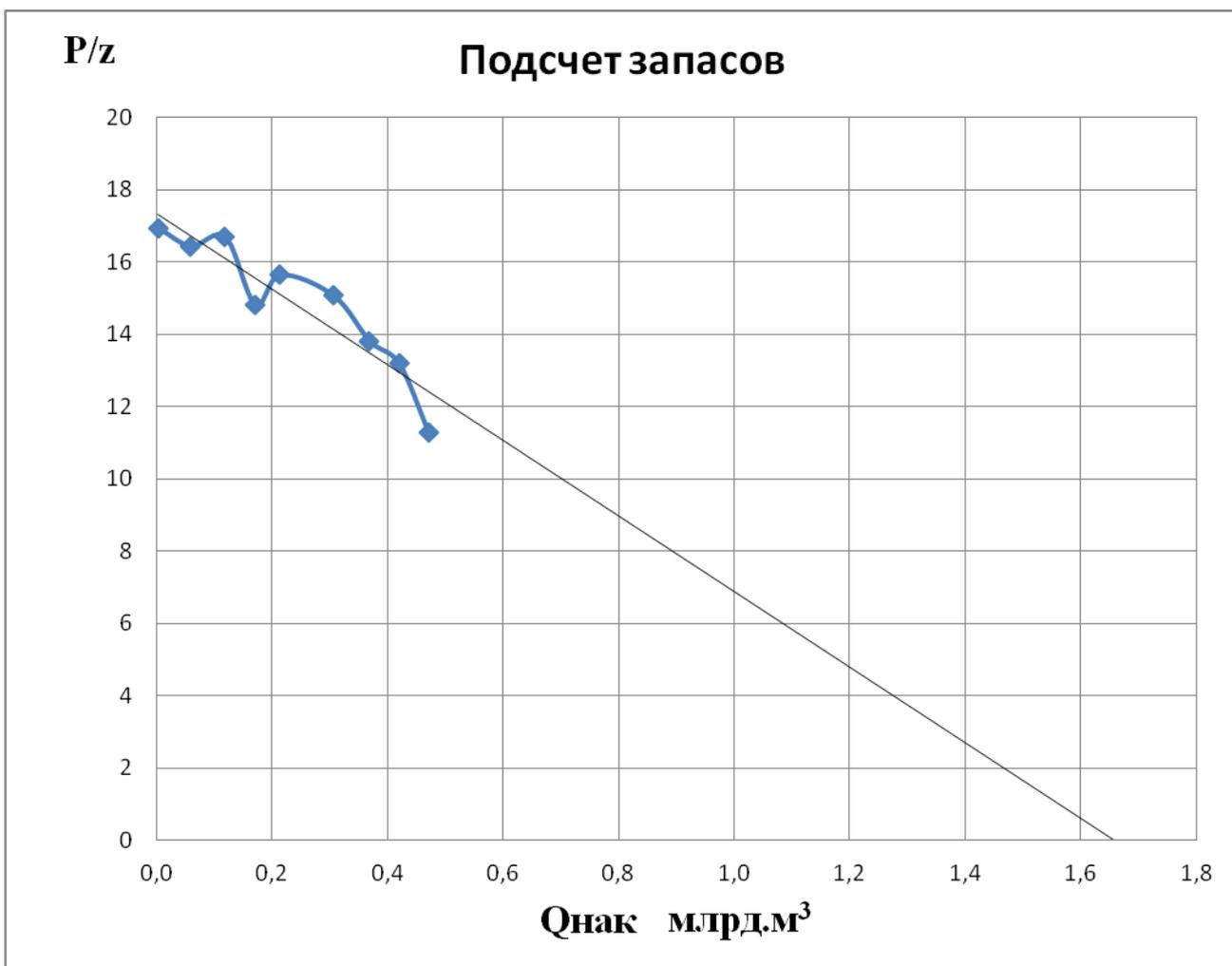
существующие методы подсчета запасов ошибочны по своей физической сущности хотя бы потому, что они не учитывают все параметры залежи, влияющие на извлекаемые запасы газа. К таким параметрам, прежде всего, относятся фильтрационные свойства каждого пропластка, в частности параметр анизотропии, порог подвижности газа и жидкости в каждом пропластке, фазовые проницаемости, запасы высоко- и низкопористых и высокопроницаемых пропластков, капиллярные и гравитационные силы, темпы отбора газа из залежи, вскрытие пласта, последовательность залегания пропластков и т.д.

В дипломной работе расчет запасов газа проводится по методу падения средневзвешенного пластового давления и данным, приведенным в таблице 4.2.

**Таблица 4.2 – Данные для определения начальных запасов газа на месторождении Восточный Бердах**

$Q_{\text{доб}}$ , млрд.м <sup>3</sup>	$P_{\text{пл}}$ , МПа	$Z_t$
0	15,02	0,837898
0,056	14,67948	0,838403
0,06	14,01542	0,839727
0,052	13,57816	0,84085
0,044	13,20984	0,841954
0,092	12,44406	0,844723
0,063	11,92132	0,846989
0,051	11,49901	0,849048
0,051	11,07719	0,851312

По представленным данным (табл. 4.2) построен график (рис. 4.3).  
Исходя из графика запасы газа принимаю равными 1,729 млрд.м<sup>3</sup>.



**Рис. 4.3. Зависимость приведенного пластового давления от количества добытого газа**

### **4.2.3. Воспроизведение истории разработки месторождения**

При процессе воспроизведения истории разработки осуществляется идентификация основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, заложенных в проект разработки. Корректируются обычно те параметры, которые имеют наибольшую неопределенность и при этом сильнее влияют на решение; чаще всего это – абсолютные и фазовые проницаемости, объем законтурной области, коэффициенты продуктивности скважин и др. параметры.

При воспроизведении истории разработки месторождения обычно известны фактические давления, добыча. Обратная задача решается итерационно до тех пор, пока полученные в результате расчета показатели разработки не совпадут с фактическими показателями.

Расчет показателей разработки УКПГ проводился по усредненным значениям (таблица 4.3, 4.4).

Таблица 4.3 - Исходные данные для определения показателей разработки

Название величины	Обозначение	Значение величины	Единицы измерения
Текущее пластовое давление	$P_{пл\ нач}$	15,02	МПа
Относительная плотность газа	$\rho_{отн}$	0,645	-
Пластовая температура	$T_{пл}$	326,95	К
Депрессия на пласт	$\Delta P$	1,5	МПа
Годовая добыча газа в период постоянной добычи	$Q_{год}$	0,04	млрд.м <sup>3</sup>
Коэф. фильтрационного сопротивления для вертикальной скважины	$A_{верт\ нач}$	0,086	МПа <sup>2</sup> ·сут/тыс.м <sup>3</sup>
Коэф. фильтрационного сопротивления для вертикальной скважины	$B_{верт\ нач}$	0,000217	(МПа·сут/тыс.м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>
Коэф. резерва скважин	$K_{резерва\ скважин}$	1,1	-
Коэф. эксплуатации скважин	$K_{эксплуатации\ скважин}$	0,95	-
Период постоянной добычи	$t_{постоянной\ добычи}$	15	лет
Начальная мощность пласта	$H_{прод.пласта}$	5	м
Пористость пласта	$m$	0,23	-
Проницаемость пласта по воде	$K_{воды}$	0,7	мкм <sup>2</sup>
Коэф. пьезопроводности	$K_{пьезопроводности}$	0,085	м <sup>2</sup> /с
Вязкость воды в пласте	$\mu_{воды\ в\ пласте}$	0,9	мПа·с
Коэф. газонасыщенности	$K_{газонасыщенности}$	0,84	-
Запасы газа	$Q_{запасов}$	1,729	млрд.м <sup>3</sup>

Таблица 4.4 - Данные для технологических расчетов

Название величины	Обозначение	Значение величины	Единицы измерения
Средняя температура в стволе скважины	$T_{\text{ср}}$	310	К
Внутренний диаметр фонтанных труб	$D_{\text{фт}}$	0,062	м
Средняя глубина скважины	$H_{\text{с}}$	1500	м
Абсолютная шероховатость фонтанных труб	$l_{\text{фт}}$	0,0001	м
Коэффициент гидравлического сопротивления фонтанных труб	$\lambda_{\text{фт}}$	0,019	
Число скважин в кусте	$n_{\text{ск в кусте}}$	1	шт
Средняя длина шлейфа	$L_{\text{шл}}$	7000	м
Диаметр шлейфа	$D_{\text{шл}}$	0,11	м
Абсолютная шероховатость труб шлейфа	$l_{\text{шл}}$	0,0001	м
Коэффициент гидравлического сопротивления шлейфа	$L_{\text{ам шл}}$	0,019	
Средняя температуры в шлейфе	$T_{\text{ср шл}}$	294	К
Давление в магистральном газопроводе	$P_{\text{мг}}$	7,5	МПа

*Основные наблюдаемые показатели:*

- пластовое давление;
- забойные давления;
- давление входа в УКПГ;

*Параметры, которые были подвержены корректировке:*

- начальные запасы газа;
- проницаемость для воды;

– коэффициент пьезопроводности;

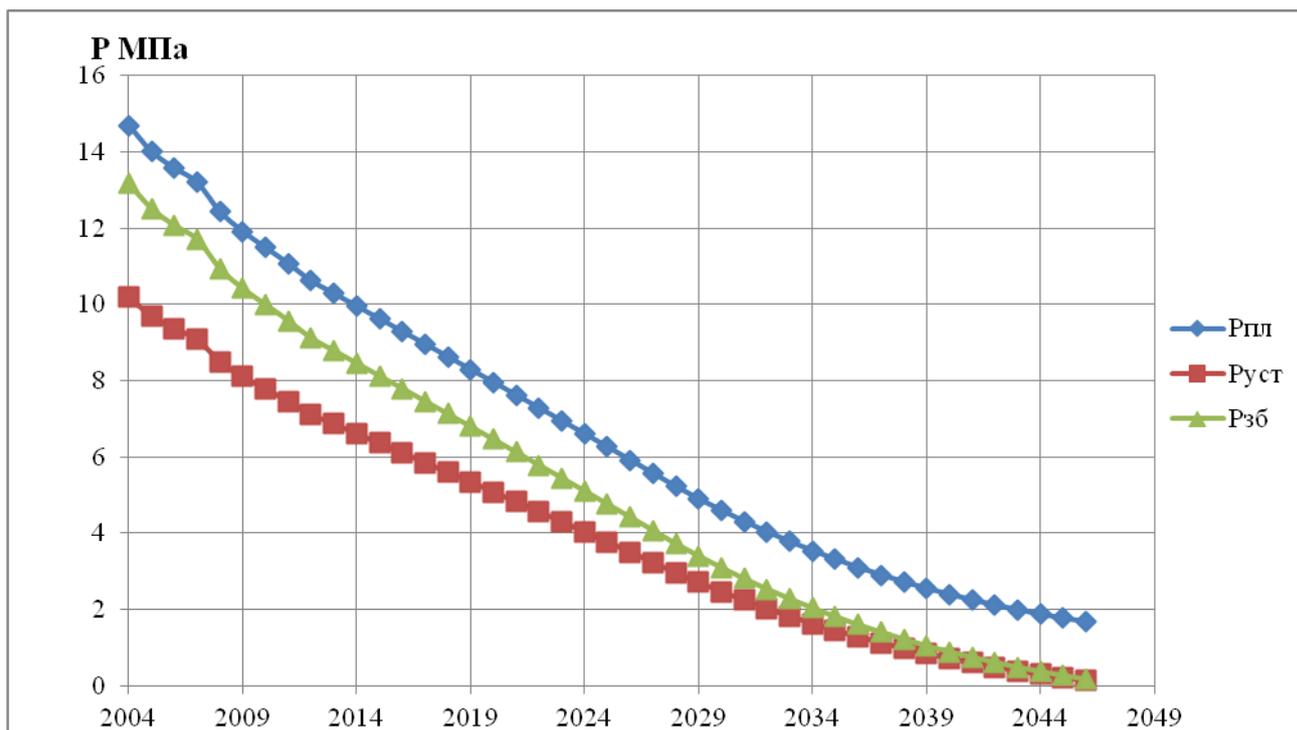
*При прогнозировании принимаем следующие допущения:*

В период падающей добычи количество скважин постоянно;

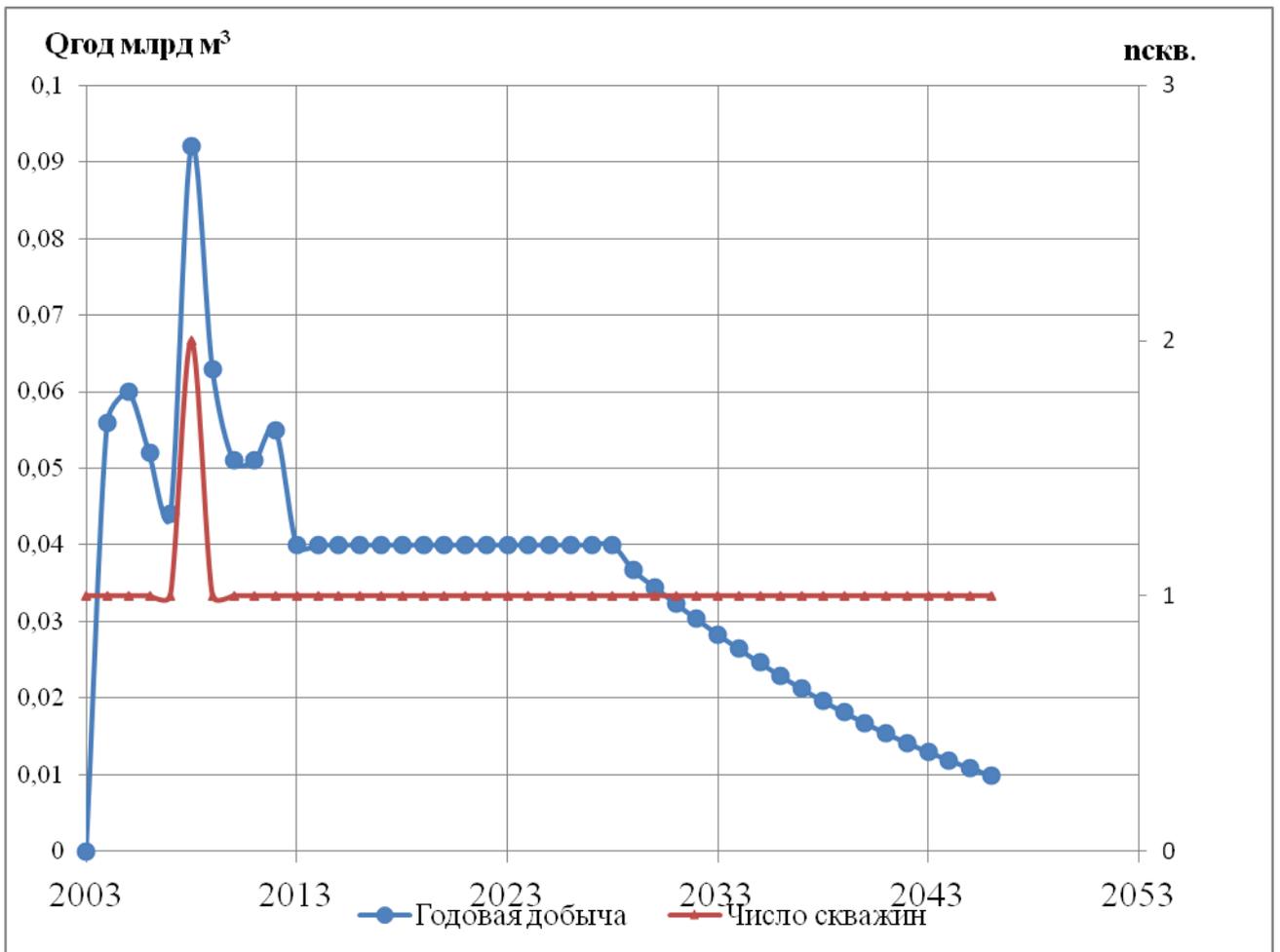
Давление на выходе из УКПГ остается постоянным и равным

$$P_{\text{кол}} = 7,5 \text{ МПа};$$

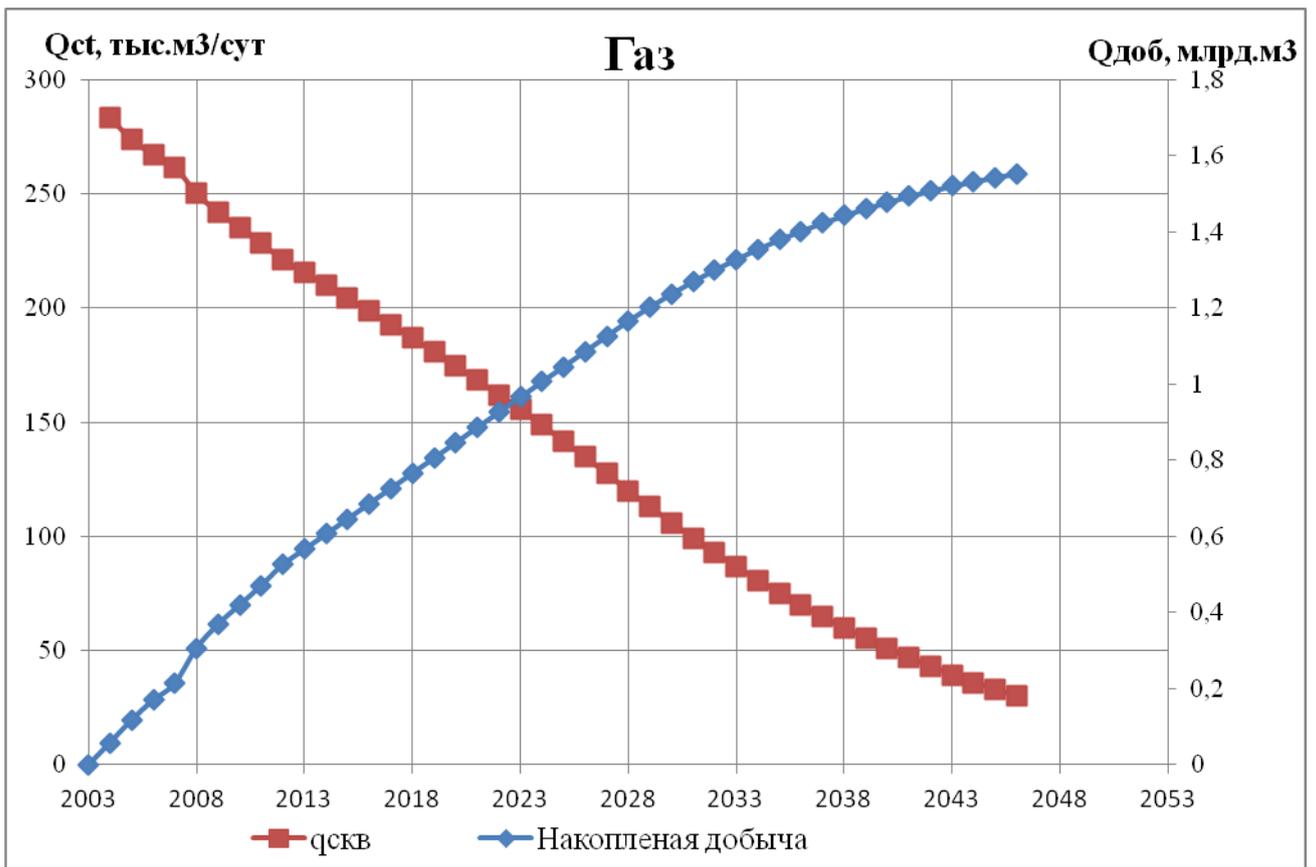
Результаты расчета прогнозных показателей разработки представлены в таблице 4.5 и на рисунках 4.4 – 4.7.



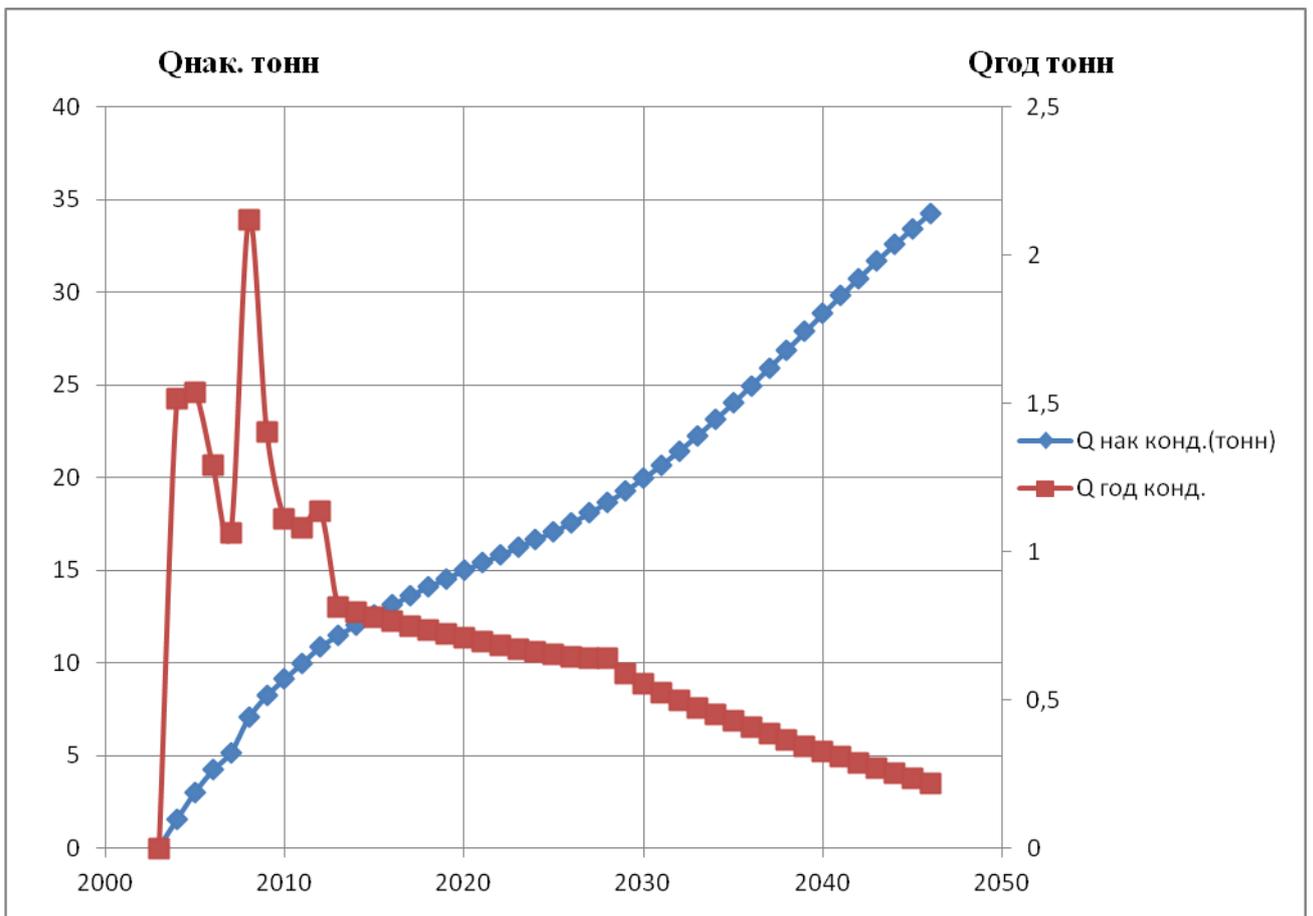
**Рисунок 4. 4 – Динамика изменений пластового, забойного и устьевого давлений**



**Рисунок 4. 5 – Динамика годовой добычи газа и количества скважин**



**Рисунок 4. 6 – Динамика накопленной добычи газа и дебитов средней скважины.**



**Рис.4.7** Динамика годовой и накопленной добычи конденсата.

Таблица 4.5 – Прогнозные показатели разработки месторождения Восточный Бердах

t, годы	Qt, млрд. м3/год	Qдоб, млрд.м3	Q нак конд.(тонн)	Q год конд.	Pt, МПа	Pз, МПа	Qст, тыс.м3/сут	n скв.	Рукпг, МПа	N, кВт
2003	0,002494	0,00249	0,070	0,000	15,020	13,520	290,560	1	10,376	0,000
2004	0,056	0,05849	1,582	1,514	14,679	13,179	283,340	1	10,197	0,000
2005	0,06	0,11849	3,036	1,537	14,015	12,515	273,711	1	9,694	0,000
2006	0,052	0,17049	4,229	1,290	13,578	12,078	267,261	1	9,362	0,000
2007	0,044	0,21449	5,186	1,064	13,210	11,710	261,758	1	9,083	0,000
2008	0,092	0,30649	7,054	2,117	12,444	10,944	250,101	1	8,502	0,000
2009	0,063	0,36949	8,239	1,405	11,921	10,421	241,966	1	8,105	0,000
2010	0,051	0,42049	9,147	1,109	11,499	9,999	235,283	1	7,785	0,000
2011	0,051	0,47149	10,008	1,083	11,077	9,577	228,503	1	7,464	0,858
2012	0,055	0,52649	10,886	1,137	10,623	9,123	221,072	1	7,118	10,184
2013	0,04	0,56649	11,491	0,811	10,292	8,792	215,583	1	6,866	12,618
2014	0,04	0,60649	12,068	0,796	9,961	8,461	210,018	1	6,614	18,124
2015	0,04	0,64649	12,617	0,781	9,630	8,130	204,370	1	6,361	23,955
2016	0,04	0,68649	13,140	0,766	9,298	7,798	198,634	1	6,108	30,147
2017	0,04	0,72649	13,636	0,751	8,966	7,466	192,803	1	5,853	36,741
2018	0,04	0,76649	14,109	0,736	8,633	7,133	186,871	1	5,598	43,783

Таблица 4.5 – Прогнозные показатели разработки месторождения Восточный Бердах (продолжение)

2020	0,04	0,84649	14,992	0,708	7,964	6,464	174,673	1	5,085	59,443
2021	0,04	0,88649	15,410	0,695	7,628	6,128	168,379	1	4,825	68,216
2022	0,04	0,92649	15,822	0,683	7,290	5,790	161,965	1	4,565	77,707
2023	0,04	0,96649	16,234	0,672	6,953	5,453	155,418	1	4,304	88,022
2024	0,04	1,00649	16,653	0,662	6,611	5,111	148,684	1	4,040	99,368
2025	0,04	1,04649	17,092	0,653	6,269	4,769	141,791	1	3,774	111,848
2026	0,04	1,08649	17,564	0,647	5,924	4,424	134,714	1	3,506	125,689
2027	0,04	1,12649	18,084	0,642	5,578	4,078	127,436	1	3,236	141,162
2028	0,04	1,16649	18,672	0,640	5,229	3,729	119,934	1	2,963	158,632
2029	0,0367	1,20318	19,289	0,588	4,906	3,406	112,845	1	2,710	162,170
2030	0,0345	1,23767	19,955	0,556	4,601	3,101	105,980	1	2,470	169,186
2031	0,0324	1,27003	20,673	0,527	4,311	2,811	99,331	1	2,243	175,586
2032	0,0303	1,30034	21,442	0,500	4,039	2,539	92,943	1	2,028	181,302
2033	0,0283	1,32867	22,260	0,475	3,783	2,283	86,795	1	1,825	186,440
2034	0,0264	1,35510	23,124	0,451	3,542	2,042	80,895	1	1,635	191,016
2035	0,0246	1,37971	24,026	0,429	3,317	1,817	75,247	1	1,455	195,077
2036	0,0229	1,40258	24,961	0,407	3,105	1,605	69,853	1	1,287	198,696
2037	0,0212	1,42379	25,919	0,386	2,908	1,408	64,723	1	1,131	201,938

2038	0,0196	1,44342	26,895	0,366	2,724	1,224	59,835	1	0,983	204,984
2039	0,0181	1,46156	27,874	0,346	2,554	1,054	55,231	1	0,847	207,841
2040	0,0167	1,47828	28,850	0,326	2,396	0,896	50,884	1	0,721	210,836
2041	0,0154	1,49368	29,817	0,307	2,250	0,750	46,793	1	0,604	214,201
2042	0,0141	1,50782	30,766	0,289	2,115	0,615	42,953	1	0,495	218,331
2043	0,0130	1,52080	31,691	0,270	1,990	0,490	39,360	1	0,395	223,844
2044	0,0119	1,53267	32,586	0,253	1,876	0,376	36,006	1	0,303	231,795
2045	0,0109	1,54353	33,447	0,235	1,771	0,271	32,886	1	0,219	244,235
2046	0,0099	1,55344	34,269	0,219	1,675	0,175	29,989	1	0,141	266,029

## ГЛАВА 5

# СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА УКПГ.

## 5. СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА УКПГ.

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) Восточный Бердах построена согласно проекта “Обустройство газоконденсатного месторождения Восточный Бердах с соединительным газопроводом Восточный Бердах-Бухара-Урал (на период ОПЭ)”, разработанного институтом УзЛИТИнефтваз в 2002 г. Расширение УКПГ до производительности по газу  $2,0 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  в год произведено в 2005 г.

В 2007 г. демонтирована III технологическая нитка НТС (производительностью по газу  $0,5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  в год) и перенесена на УКПГ Сургиль. Фактическая производительность УКПГ Восточный Бердах составляет  $1,5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  в год.

УКПГ Восточный Бердах предназначена для очистки продукции газовых скважин месторождений Восточный Бердах, Учсай и Северный Бердах от капельной жидкости и механических примесей, осушки до требуемой температуры точки росы методом низкотемпературной сепарации с использованием дроссель-эффекта.

Целью подготовки газа является извлечение тяжелых углеводородов и влаги до температуры точки росы  $0^\circ\text{C}$  по углеводородам и  $(0 - \text{минус } 5)^\circ\text{C}$  по влаге для предотвращения выделения углеводородного конденсата и воды в газопроводе при его транспорте.

УКПГ Восточный Бердах является взрыво-пожароопасным объектом.

В состав УКПГ входят:

- блок входных ниток (БВН);
- установка низкотемпературной сепарации газа (УНТС);
- установка подготовки конденсата (УПК);
- установка огневой регенерации диэтиленгликоля (УОРД);
- факельное хозяйство;
- узел коммерческого учета газа.

Блок входных ниток представляет собой группу шлейфов газовых скважин, компактно расположенных на площадке установки и соединенных между собой:

- общим коллектором подачи продукции скважин на УНТС;
- общим коллектором сброса продукции скважин из шлейфов газовых скважин на факел;
- общим коллектором сброса продукции скважин с СППК на факел.

К БВН также подключены два газопровода-коллектора: с месторождения Учсай и месторождения Северный Бердах. Основное назначение БВН состоит в объединении продукции газовых скважин и направлении её на УНТС.

УНТС состоит из двух технологических ниток. В состав каждой технологической нитки входят:

- сепаратор С-101 первой ступени сепарации газа;
- теплообменник “газ-газ” Т-101;
- сепаратор С-102 второй ступени сепарации газа;
- теплообменник “газ-газ” Т-102;
- низкотемпературный сепаратор С-103 третьей ступени сепарации газа.

Производительность по газу I технологической нитки НТС  $125 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$ , II технологической нитки –  $62,5 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$ .

Назначение УНТС – очистка и осушка газа до определенной кондиции методом низкотемпературной сепарации газа с использованием ингибитора гидратообразования 80% регенерированного диэтиленгликоля (РДЭГ).

Дренаж жидкости из аппаратов УНТС осуществляется в дренажную емкость Е-202 УПК.

Подготовка конденсата, выделяемого из газа на УНТС, производится на УПК, которая состоит из:

- разделителя Р-201;
- выветривателей конденсата В-201/1,2;

- концевых трапных установок КТУ-201/1,2;
- дегазатора пластовой воды Д-201;
- емкостей для сбора конденсата Е-201/1-6 каждая объемом 100 м<sup>3</sup>;
- насосов перекачки конденсата АСН-201/1 и АСН-201/2 с автоматизированной системой налива;
- подземной дренажной емкости Е-202 объемом 16 м<sup>3</sup>.

Дренаж конденсата из аппаратов УПК осуществляется в дренажную емкость Е-202.

Обработка газового конденсата заключается в отделении от него воды, НДЭГ и растворенных летучих углеводородных и неуглеводородных компонентов. Полученный стабильный конденсат вывозится автоцистернами.

УОРД состоит из двух технологических линий, в состав которой входят:

- разделители Р-301/1,2;
- выветриватели НДЭГ В-301/1,2;
- огневые регенераторы ДЭГ ОР-301/1,2,3 (ОР-301/3 – резерв);
- емкости-сборника РДЭГ Е-302/1,2 объемом 5,0 и 6,3 м<sup>3</sup>;
- насосы для перекачки горячего РДЭГа из ОР-301 в емкости Е-302/1,2 – Н-302/1-6;
- аппарат воздушного охлаждения КХ-301/1 (на первой технологической линии);
- теплообменники “РДЭГ – конденсат+НДЭГ” Т-301/1,2;
- теплообменник “пароконденсат – конденсат+НДЭГ” Т-302 (на второй технологической линии);
- сборники жидкости С-301/1,2 объемом 1,0 и 1,74 м<sup>3</sup>;
- насосы впрыска РДЭГа в теплообменники Т-102/1,2 УНТС – Н-301/1-4;
- склад ДЭГ с емкостями Е-401/1,2,3 объемом 25 м<sup>3</sup> каждая;
- подземная дренажная емкость Е-301 объемом 16 м<sup>3</sup> с погружным насосом НВ-50/50.



## 5.1 Система подготовки газа.

УКПГ «Восточный Бердах» предназначена для очистки продукции газовых скважин месторождений Восточный Бердах, Учсай и Северный Бердах от капельной жидкости и механических примесей, осушки до требуемой температуры точки росы, путем низкотемпературной сепарации (НТС).

Целью подготовки является осушка газа от фракций тяжелых углеводородов ( $C_{5+B}$ ) и влаги до точки росы минус  $5^{\circ}\text{C}$  - по углеводородам и  $0^{\circ}\text{C}$  - по влаге, с целью предотвращения их выпадения в газопроводе при транспорте газа.

Строительство ДКС с давлением на выходе  $75 \text{ кг/см}^2$  предопределяет применение технологии низкотемпературной сепарации газа с использованием турбодетандерного агрегата (ТДА).

Ввод в технологическую схему осушки газа ТДА позволяет обеспечивать работу существующих установок НТС при более низком входном давлении –  $72 - 75 \text{ кг/см}^2$  и при меньшем перепаде давления ( $20 \text{ кг/см}^2$ ) на установке НТС достичь требуемых условий подготовки газа, аналогичных при дросселировании ( $42 - 44 \text{ кг/см}^2$ ). В связи с этим предлагается заменить дросселя на турбодетандерный агрегат на технологических нитках установки НТС.

При использовании ТДА появляется возможность реализовать технологическую схему осушки газа с применением существующего оборудования установки НТС (сепараторов первой и второй ступени, рекуперативных теплообменников первой и второй ступени, низкотемпературных сепараторов) и тем самым продлить их срок службы.

Такой подход, как с точки зрения рационального использования пластовой энергии, так и с позиций экономической эффективности работы установок НТС оправдан и приводит к сокращению капитальных затрат на

стадии доработки месторождения.

На **рисунке 5.2** приведена предлагаемая принципиальная технологическая схема установки НТС Восточный Бердах с подключением в технологический цикл ДКС и турбодетандера.

В состав УКПГ входят:

- блок входных ниток (БВН);
- дожимная компрессорная станция (ДКС);
- установка низкотемпературной сепарации газа (УНТС на 4 технологические нитки с ТДА производительностью 500,0 млн.м<sup>3</sup>/год);
- установка подготовки конденсата (УПК);
- установка огневой регенерации диэтиленгликоля (УОРД);
- факельное хозяйство;
- узел хозрасчетного замера газа.

Давление и температура газа на входе УКПГ составляют 72 - 75 кг/см<sup>2</sup> и 30 – 40 °С, на выходе УКПГ – 56 кг/см<sup>2</sup> и 40 – 50 °С соответственно.

Производительность УКПГ “Восточный Бердах”:

- по первому варианту – 1500,0 млн.м<sup>3</sup>/год;
- по второму варианту – 2000,0 млн.м<sup>3</sup>/год.

Физико-химические свойства природного газа, поступающего на УКПГ “Восточный Бердах”, приведены в **таблице 5.1**.

Продукцией, выпускаемой на УКПГ, являются бессернистый осушенный горючий природный газ, удовлетворяющий по качеству требованиям государственного стандарта Oz'DSt 948: 1999, и стабильный газовый конденсат, удовлетворяющий требованиям стандарта TSt 39.0-02:2004.

**Таблица 5.1– Физико-химические свойства природного газа  
месторождений Восточный Бердах-Учсай и Северный  
Бердах**

Молярная доля компонентов, %:	Значение
CH <sub>4</sub>	90,04
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,58
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,76
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,34
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,41
C <sub>5</sub> H <sub>12+высш</sub>	0,71
H <sub>2</sub> O	0,43
N <sub>2</sub>	1,23
CO <sub>2</sub>	0,50
Итого	100,0
Плотность при 20 °С и 760 мм Hg, кг/м <sup>3</sup>	0,77155
Относительная плотность газа по воздуху	0,6403
Содержание C <sub>5+высш</sub> .	
молярная доля, %	0,71
массовая концентрация, г/м <sup>3</sup>	36,7
Молекулярная масса газа	18,56
Влагосодержание, г/м <sup>3</sup>	3,24

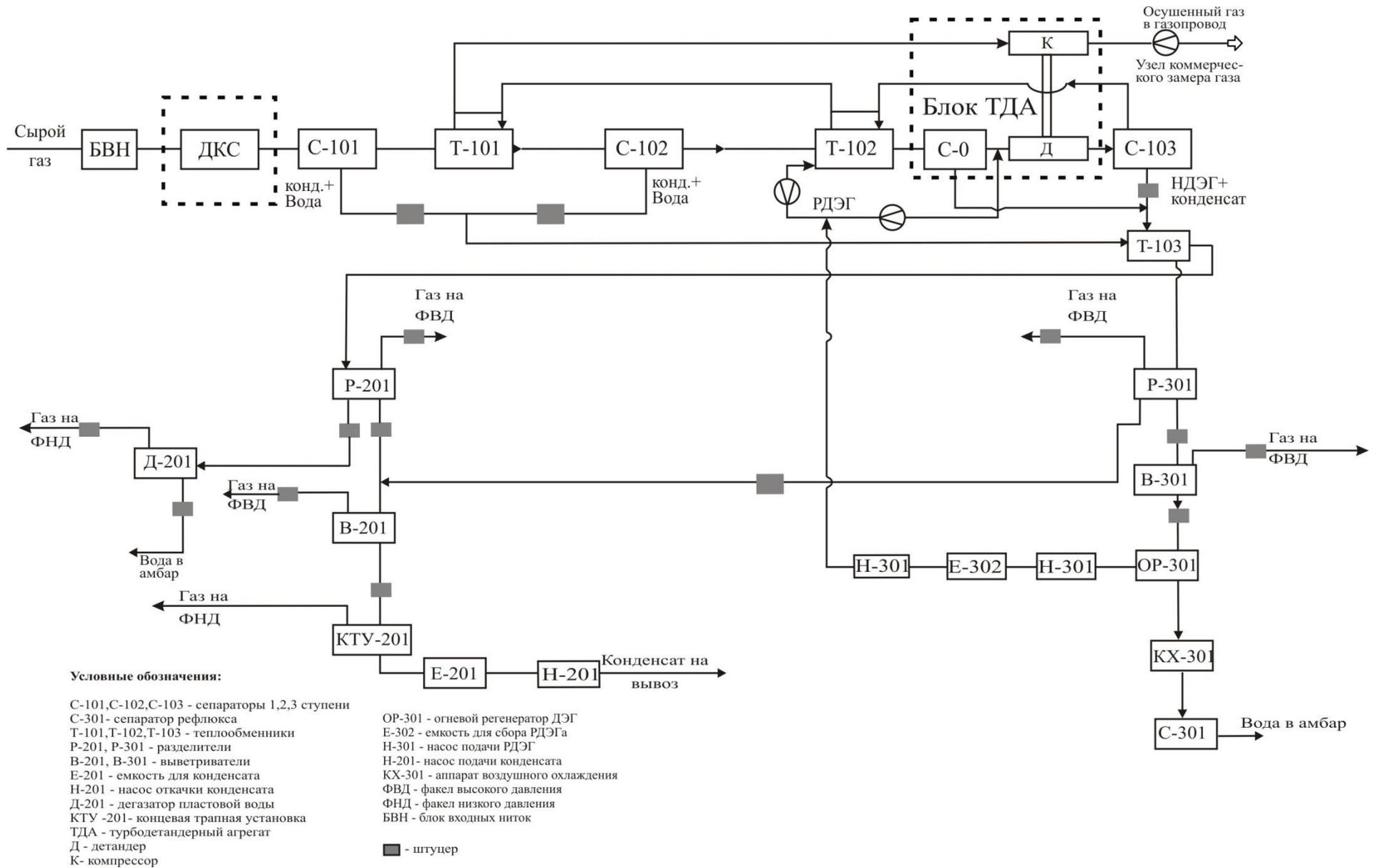


Рисунок 5.2 - Принципиальная технологическая схема подготовки газа на УКПГ “Восточный Бердах”

### *Установка низкотемпературной сепарации газа*

Продукция скважин по шлейфам и коллекторам поступает на БВН, далее на ДКС (по 1 варианту в 2015 г., по 2 варианту в 2013 г.), затем распределяется по индивидуальным технологическим ниткам НТС.

Далее газ с давлением 72 - 75 кг/см<sup>2</sup> и температурой 30 - 40 °С (45 - 50 °С после компримирования на ДКС) поступает в сепаратор первой ступени С-101 установки НТС, где за счет центробежных сил происходит отделение от газожидкостного потока капельной влаги, углеводородного конденсата и механических примесей, сконденсировавшихся по пути его движения от забоя скважин до сепаратора.

Из сепаратора С-101 газ поступает в теплообменник первой ступени Т-101, где охлаждается обратным потоком обработанного газа, и направляется в сепаратор второй ступени С-102 для отделения жидкой фазы, выделившейся при охлаждении газа в теплообменнике Т-101.

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

Далее газовый поток направляется в сепаратор третьей ступени С-0, который устанавливается для защиты турбодетандерного агрегата от попадания капельной жидкости.

В сепараторе С-0 из газового потока отделяется насыщенный ДЭГ (НДЭГ) и углеводородный конденсат. Далее газовый поток поступает в турбодетандер, где охлаждается за счет его расширения, и направляется в низкотемпературный сепаратор С-103. В трубное пространство теплообменника Т-102 и в поток газа на входе в турбодетандер, для предотвращения гидратообразования, впрыскивается 80 % регенерированный ДЭГ (РДЭГ).

В низкотемпературном сепараторе С-103 происходит отделение НДЭГ и углеводородного конденсата, выделившегося в результате охлаждения газа.

Обработанный газовый поток после сепаратора С-103 проходит по межтрубному пространству теплообменников Т-102 и Т-101, нагревается за счет теплообмена с сырым газом и поступает в компрессор, где компримируется до давления 54 кг/см<sup>2</sup>.

Далее очищенный и осушенный газ через замерный узел поступает в соединительный газопровод, по которому транспортируется в магистральный газопровод Бухара-Урал.

### ***Установка разделения и дегазации конденсата***

Жидкая фаза (конденсат + пластовая вода) из сепараторов С-101 и С-102 УНТС, единым потоком направляется в трубное пространство теплообменника Т-103 и далее на установку дегазации и разделения конденсата для ступенчатой стабилизации.

Смесь “НДЭГ+конденсат” из сепараторов С-0 и С-103 направляется в межтрубное пространство теплообменника Т-103, где нагревается и направляется на установку огневой регенерации ДЭГ.

Жидкая фаза (конденсат + пластовая вода) из теплообменника Т-103 поступает в разделитель Р-201, где происходит отделение жидкой фазы от газовой и разделение жидкой фазы на газовый конденсат и пластовую воду.

Газы дегазации из разделителя Р-201 направляются на факел высокого давления (ФВД), конденсат поступает в выветриватель В-201, пластовая вода – в дегазатор пластовой воды Д-201.

В дегазаторе пластовой воды Д-1 происходит дегазация пластовой воды. Пластовая вода поступает в амбар, газы дегазации направляются в общий коллектор факельных газов низкого давления.

Частично дегазированный газовый конденсат из выветривателя В-201 направляется в концевую трапную установку КТУ-201, в которой происходит окончательная дегазация газового конденсата.

Газы дегазации из выветривателя В-201 направляются на ФВД.

Газы дегазации из концевой трапной установки КТУ-201 направляются в коллектор факельных газов низкого давления, конденсат - на вывод.

### *Установка огневой регенерации ДЭГ*

Смесь “НДЭГ+конденсат” из сепараторов С-0 и С-103 поступает на подогрев в трубное пространство теплообменников Т-301. В качестве теплоносителя в межтрубное пространство теплообменника Т-301 подается жидкая фаза (конденсат + пластовая вода) из сепараторов С-101 и С-102 УНТС.

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

Из разделителя Р-301 газы дегазации направляются в общий коллектор факельных газов высокого давления, конденсат – на выход нестабильного конденсата из разделителя Р-201, НДЭГ – в выветриватель В-301.

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

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

В змеевике буферной емкости НДЭГ нагревается за счет тепла регенерированного раствора ДЭГ и поступает в качестве питания в среднюю часть выпарной колонны, где, стекая по насадке из колец “Рашига”, контактирует с восходящими горячими парами и газами.

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

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

Из буферной емкости регенерированный ДЭГ насосом Н-301 откачивается в промежуточную емкость Е-302.

Из промежуточной емкости Е-302 РДЭГ насосом Н-301 подается в теплообменник Т-102 и на вход ТДА.

Парогазовая смесь с верха выпарной колонны огневого регенератора ОР-301 поступает в сборник жидкости С-301.

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

ГЛАВА 6  
БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ  
ПРОЕКТА.

Промышленные аварии, катастрофы, несчастные случаи влекут за собой огромные человеческие жертвы, сокращение продолжительности жизни, неизлечимые заболевания, оказывают влияние на генофонд народов, наносят вред природе, приводят к нарушению социального равновесия.

Безопасность производственной деятельности - состояние, при котором отсутствует недопустимый риск, связанные с причинением вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений.

Эксплуатация природных ресурсов, вовлечение их в хозяйственный оборот, в том числе все виды воздействия на них в процессе хозяйственной и иной деятельности сопровождаются их истощением и снижением качества. Измененное вследствие причиненного вреда качество природной среды (экологический вред), в свою очередь, отрицательно воздействует на социальную среду - наносится вред здоровью людей (социальный вред) и техносфере - наносится вред материальным ценностям (экономический вред). Следовательно, экологический, социальный и экономический вред органически органически связаны, Они исходят из одного и того же источника и имеют одни и те же способы проявления. Вместе с тем экологический вред нуждается в особом рассмотрении в силу невосполнимости или частичной восполнимости наносимого природной среде ущерба.

Данная глава посвящена обзору различных опасностей, возникающих в процессе производственной деятельности на предприятиях АК «Узнефтегаздобыча», а также анализ профилактических мероприятий по обеспечению оптимальных и безопасных условий труда, предотвращению аварий, несчастных случаев и производственных травм при добычи нефти и газа.

## **6.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов, производственного травматизма и его причин.**

Опасным производственным фактором является производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Вредным производственным фактором считается производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности. С течением времени вредный фактор может стать опасным (согласно ССБТ ГОСТ 12.0.002-80). Опасные и вредные производственные факторы (ОВПФ) по природе действия подразделяются на физические, химические, биологические психофизиологические.

Производственным травматизмом называется явление, характеризующееся совокупностью производственных травм, полученных работающими на производстве и вызванных несоблюдением требований безопасности труда.

Несчастливым случаем на производстве считается воздействие на работающего опасного производственного фактора при выполнении им трудовых обязанностей или заданий руководителя работ, результатом чего является травма - повреждение тканей организма и нарушение его функций внешним воздействием.

Аварией является опасное техногенное происшествие, создающее на определенной территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, а также нанесению ущерба окружающей природной среде.

Травматизм может иметь место как при штатном (нормальном), так и при аварийном осуществлении производственных процессов. Анализ результатов статических исследований показывает, что причиной большинства производственных травм является непосредственно работник (так называемый человеческий фактор).

Слабые навыки действия в сложной ситуации, неумение оценивать информацию о состоянии процесса, технологическая недисциплинированность, слабое знание сущности происходящего процесса и отсутствие у работника самообладания в условиях стресса являются причиной половины всех случаев аварийности и производственного травматизма.

Треть несчастных случаев и аварий на производстве обусловлены несовершенством используемых технических средств (18%) и неблагоприятными условиями внешней среды (17%).

По причине несовершенства технологии работ (неудобства ремонта и технического обслуживания оборудования, неудобства подготовки и выполнения работ, алгоритма производственной деятельности человека, необходимость нахождения в опасной зоне) происходит примерно 8% несчастных случаев на производстве и аварий.

Аналогичные данные для опасных производственных объектов, в том числе добычи нефти и газа, еще более впечатляют - человеческий фактор является причиной более 70% аварий.

Таким образом, для обеспечения безопасности производственной деятельности недостаточно управлять лишь материальными условиями производства – необходимо учитывать также и субъективные (личностные) факторы [17].

## Распределения факторов аварийности и травматизма [17]

<b>Факторы</b>	<b>Доля, %</b>
Человеческий фактор	50,1
В том числе:	
Слабые навыки действия в сложной ситуации	12,7
Неумение оценивать информацию о состоянии процесса	12,3
Технологическая недисциплинированность	8,0
Слабое знание сущности происходящего процесса	7,3
Отсутствие самообладания п условиях стресса	5,6
Прочее	4,2
Оборудование, техника	18,1
В том числе:	
Опасные отказы	8,0
Низкое качество конструкции рабочих мест	6,0
Неучет особенности работоспособности человека	1,5
Высокая энергоемкость	0,7
Прочее	1,9
Условия внешней среды	16,6
В том числе:	
Опасные природные воздействия	9,0
Низкое качество информации о производственной среде	4,8
Дискомфорт	2,8
Технология выполнения работ	7,8
В том числе:	
Неудобства ремонта и технического обслуживания	3,8
Неудобства подготовки и выполнения работ	2,0
Сложность алгоритма деятельности человека	1,2
Необходимость нахождения в опасной зоне	0,8
Прочие факторы	7,4
Итого	100

Ежегодно на объектах нефтегазодобычи происходит около 30 аварий и примерно 15-20 случаев травматизма со смертельным исходом. Анализ аварийности в нефтегазодобывающей промышленности (Таблица-6.1.2) показывает, что основными видами аварий являются открытые газонефтяные выбросы и фонтаны, взрывы и пожары – в среднем 57% от общего количества аварий.

Динамика объемов добычи нефти и газа, аварийности и производственного травматизма с 2005 по 2009г.

Таблица -6.1.2.

Аварии в нефтегазодобывающей промышленности [17]

Вид аварии	Количество аварий					
	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Открытый газонефтяной выброс и фонтан	3	5	8	9	6	8
Взрыв и пожар на объекте	5	3	5	6	7	5
Падение и разрушение частей вышки	3	3	6	2	1	2
Падение талевого системы в глубоком бурении и при подземном ремонте скважин	3	3			2	1
Прочее	3	3	2	4	4	3
Итого	17	17	21	21	20	19

## 6.2.Меры по созданию безопасных условий труда

### 6.2.1.Профессиональный отбор кадров

Задача профотбора - определение пригодности человека к данной работе. При этом следует различать готовность и пригодность к работе по той или иной профессии.

Профессиональная готовность определяется исходя уровня образования, опыта и подготовки исполнителя, профессиональная пригодность устанавливается с учетом степени соответствия индивидуальных психофизиологических качеств данного человека конкретному виду деятельности.

Профотбор представляет собой специально организуемое исследование основанное на четких качественных и количественных оценках, позволяющих не только выявить, но и измерить присущие человеку свойства с тем , чтобы сопоставить их с нормативами профессионального стандарта, определяющими пригодность к данной профессии. На основе этих нормативов составляются профессиограммы, представляющие собой описание профессионально важных свойств и качеств в виде физиологических, психических и социально-психологических показателей (Таблица-6.2.1).

Профессиональную пригодность характеризуют: положительная мотивация к данной специальности; порог ощущения опасности; хороший глазомер; устойчивость, концентрация, распределение внимания; нормальное состояние двигательного аппарата; высокая пропускная способность анализаторов и т.д.

Признаками профессионалкой непригодности являются: наличие хронического заболевания, травмы; низкий порог ощущения опасности; плохое зрение; невнимательность, рассеянность; отсутствие положительной мотивации к данной работе и т.д [17].

Для изучения профессионально важных качеств человека используют и, аппаратный и тестовый методы.

### **6.2.2.Обучение безопасным приемам труда.**

Обучение по охране труда и проверке знании требований охраны труда подлежат все работники организации, в том числе ее руководитель. Ответственность за организацию и своевременность обучения по охране труда и проверку знаний требований охраны труда работников организаций несет работодатель.

Контроль за своевременным проведением проверки знания требований охраны труда работников, в том числе руководителей, организации осуществляется органами федеральной инспекции труда.

### **6.2.3.Безопасность работы транспорта.**

Основными причинами опасностей, аварий и несчастных случаев, связанных с эксплуатацией транспортных средств является:

- 1) нарушение требование правил дорожного движения на улицах и дорогах, а также во всех местах, где возможно движение транспортных средств, например внутривозовские территории);
- 2) нарушение требований правил техники безопасности;
- 3) неосторожные действия исполнителей работ;
- 4) отсутствие механизации выполняемых работ;
- 5) неправильный и опасный прием труда, работа в опасной зоне;
- 6) неисправность оборудования, приспособлений инструмента машин;
- 7) выполнение несвойственной работы;
- 8) скользкость полов, территорий, платформ, кузовов, лестниц, буферов, подножек автомобилей;
- 9) незнание правил безопасности выполнения работ, устройства автомобиля, оборудования.

Эксплуатация, ремонт и техническое обслуживание внутривозовского транспорта производится в соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 "ССБТ, Оборудование производственное. Общие требования безопасности", ГОСТ 12.03.002-75 "ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности", ГОСТ 12.03.002-80 "ССБТ. Процессы перемещения грузов на предприятиях. Общие требования безопасности". Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации промышленного транспорта (напольный безрельсовый колесный транспорт) (ПОТ РМ-008-99), другими нормативными правовыми актами по охране труда, включая отраслевые акты.

Пример перечня показателей, используемых при составлении  
Профессиограмм [17]

группа показателей	Наименование показателей
1.Физические	1.1.Затраты мышечной энергии
	1.2.Выносливость к физическим условиям (динамическая и статическая нагрузка)
	1.3.Выносливость к климатическим изменениям
	1.4.Сила рук
2.Психосенсорные	2.1.Острота и точность зрения, слуха, тактильных и кинестетических ощущений
	2.2.Чувствительность к различию ощущений
	2.3.Восприятия предмета в статическом положении и движении
	2.4.Восприятия пространства и времени
3.Психомоторные	3.1.Темп движения
	3.2.Скорость двигательной реакции
	3.3.Ритм
	3.4.Координация движений
	3.5.Устойчивость движений
	3.6.Точность движений

Эксплуатация на предприятии транспортных средств с двигателем внутреннего сгорания должно производиться в соответствии с действующими правилами по охране труда на автомобильном транспорте.

Движение всех транспортных средств на территории предприятия должно отвечать "Правилам дорожного движения" и регламентироваться инструкциями по охране труда для водителей соответствующих транспортных средств [20].

#### **6.2.4. Инструктаж и его виды.**

Для всех принимаемых на работу лиц, а также для работников, переводимых на другую работу, работодатель (или уполномоченное им лицо) обязан проводить инструктаж по охране труда.

Все принимаемые на работу лица, а также командированные в организацию работники и работники сторонних организаций, выполняющие работы на выделенном участке, обучающиеся образовательных учреждений, проходящие в организации производственную практику, и другие лица, участвующие в производственной деятельности организации, проходят в установленном порядке вводный инструктаж. Его проводит по специалист по охране труда или работник, на которого приказом работодателя (или уполномоченного им лица) возложены эти обязанности. Вводный инструктаж проводится по программе, разработанной на основании законодательных и иных нормативных правовых актов Республики Узбекистан учетом специфики деятельности организации.

Кроме вводного инструктажа по охране труда проводятся первичный инструктаж на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи.

Первичный инструктаж на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи проводит непосредственный руководитель работ (начальник буровой, мастер).

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится до начала самостоятельной работы:

1) со всеми вновь принятыми в организацию работниками, включая работников, выполняющих работу на условиях трудового договора, заключенного на срок до 2 месяца или на период выполнения сезонных работ, в свободное от основной работы время (совместители):

2) с работниками организации, переведенными в установленном порядке из другого структурного подразделения, либо работниками, которым поручается выполнение новой для них работы;

3) с командированными работниками сторонних организаций, обучающимися образовательных учреждений, проходящими производственную практику (практические занятия), и другими лицами, участвующими в производственной деятельности организации.

Повторный инструктаж все работники проходят не реже одного раза в 6 месяцев по программам, разработанными для проведения первичного инструктажа на рабочем месте.

Внеплановый инструктаж проводится:

1) при введении в действие новых или изменении законодательных и иных нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда, а также инструкций по охране труда;

2) при изменении технологических процессов, замене или модернизации оборудования, приспособлений, инструмента и других факторов, влияющих на безопасность труда;

3) при нарушении работниками требований охраны труда, если эти нарушения создали реальную угрозу наступления тяжких последствий (несчастный случай на производстве, авария и т.п.);

4) по требованию должностных лиц органов государственного надзора и контроля;

5) при перерывах в работе (для работ с вредными и (или) опасными условиями - более 30 календарных дней, а для остальных работ - более 2 месяцев);

б) по решению работодателя.

Целевой инструктаж проводится при выполнении разовых работ, при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и работ, на которые оформляются наряд-допуск, разрешение или другие специальные документы, а также при проведении в организации массовых мероприятий [17].

#### **6.2.5. Проверка знаний и требований по охране труда.**

Проверку теоретических знаний требований охраны труда и практических навыков безопасной работы персонала рабочих профессий проводят непосредственные руководители работ в объеме знания требования правил и инструкций по охране труда, а при необходимости - в объеме знаний дополнительных специальных требований безопасности и охраны труда.

Руководители и специалисты организаций проходят очередную проверку знаний требований охраны труда не реже одного раза в 3 года.

Внеочередная проверка знаний требований охраны труда работников организаций независимо от срока проведения предыдущей проверки проводится:

1) при введении новых или внесении изменений и дополнений в действующие законодательные и иные нормативные правовые акты, содержащие требования охраны труда. При этом осуществляется проверка знаний только этих законодательных и нормативных правовых актов;

2) при вводе в эксплуатацию нового оборудования и изменениях технологических процессов, требующих дополнительных знаний по охране

работников. В этом случае осуществляется проверка знаний требований охраны труда, связанных с соответствующими изменениями;

3) при назначении или переводе работников на другую работу, если обязанности требуют дополнительных знаний по охране труда (до начала исполнения ими своих должностных обязанностей);

4) по требованию должностных лиц областных инспекции труда, других органов государственного надзора и контроля, а также областных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти, а также работодателя при установлении нарушений требований охраны труда и недостаточных знаний требований безопасности и охраны труда;

5) после происшедших аварий и несчастных случаев, а также при выявлении неоднократных нарушений работниками организации требований нормативных правовых актов по охране труда;

6) при перерыве в работе в данной должности более 1 года [17].

### **6.3.Создания оптимальных условий труда при проектировании промышленных предприятий**

Проектирование промышленных предприятий - сложный процесс, регламентированный сводом нормативных документов, включающих правила, нормы, инструкции, обеспечивающие безопасность дальнейшего функционирования предприятия, нормальное протекание технологического процесса будущего производства, создание безопасных условий труда работающих. Эти вопросы в значительной мере решаются на стадии разработки проекта, неразрывны и подразумевают надлежащее размещение зданий, сооружений и путей внутризаводского транспорта на территории промышленного предприятия, рациональную организацию рабочих мест.

Вопросы выбора площадки для строительства предприятия, мест водозабора, очистки, обезвреживания и спуска промышленных сточных вод

согласовываются с органами Государственного санитарного надзора и другими Государственными органами в установленном порядке.

Требования к производственным площадкам и территории производственного предприятия:

1. Производственные площадки, на которых выполняются работы вне производственных помещений, и территория производственного предприятия должны соответствовать требованиям действующих строительных норм и правил; правил и норм, утвержденных органами государственного надзора, норм технологического проектирования.

2. Технологические и транспортные коммуникации, проходы и проезды, расположенные на территории предприятия, должны соответствовать требованиям обеспечения безопасности людей, находящихся на этой территории.

3. Предприятия должны быть обеспечены пожарной техникой для защиты объектов и пожарными водоемами.

4. Размещение на территории производственного предприятия технологических установок, производственных и вспомогательных зданий, зданий административно-хозяйственного назначения должны обеспечивать максимально возможное снижение тяжести последствий при авариях (взрывах, пожарах) на технологических установках.

Одновременно с выбором площадки для строительства предприятия выбирают участки для жилищного строительства с учетом господствующего направления ветров. При этом учитываются проекты планирования и застройки данного населенного пункта или района, а также рельеф местности.

В соответствии с требованиями нормативных документов, жилая территория должна быть отделена от промышленного предприятия санитарно-защитной зоной, ширина которой устанавливается в зависимости от состава и объема вредных факторов, выделяемых объектами предприятия

в окружающий воздушный бассейн. Все предприятия, их отдельные здания и сооружения с технологически\* ми процессами разделены на пять классов с соответствующей шириной санитарно-защитной зоны: для I класса - 1000 м; II - 500 м; III - 300 м; IV - 100 м; V - 50 м. В санитарно-защитной зоне разрешается располагать вспомогательные здания и постройки: пожарные депо, гаражи, склады и т.п.

Вспомогательные помещения промышленных предприятий (бытовые, общественного питания, здравпункты, культурного обслуживания, учебных занятий, кабинеты по охране труда, для общественных организаций) следует размещать, как правило, в пристройках к производственным зданиям. В случае, когда такое размещение противоречит требованиям аэрации производственных зданий и помещений или при невозможности защиты вспомогательных помещений от производственных вредных и опасных факторов, вспомогательные помещения размещают в отдельно стоящих зданиях. Устройство внутренних водопроводов обязательно в производственных и вспомогательных зданиях для подачи воды на производственные, хозяйственно-питьевые и противопожарные нужды.

Наружные стены отапливаемых помещений должны иметь такую толщину, при которой исключалась бы возможность конденсирования влаги на их внутренних поверхностях. Протяженность пристроек к производственному помещению со значительными влаго-, тепло-, и газовыделениями и естественным воздухообменом не должна превышать 40% общей протяженности наружных стен данного помещения.

Состав санитарно-бытовых помещений и устройств определяется в соответствии с требованиями СнИП 12-03-2001. Расчет площадей бытовых помещений производится по наибольшему числу работающих в смене. При наличии профессий разных групп расчет площадей бытовых помещений производят по нормам для каждой группы, а если работающие преобладающей группы составляют не менее 70 % общего числа, то расчет осуществляют по нормам для этой группы.

При проектировании закладываются требования к производственным помещениям:

1. Производственные помещения должны соответствовать требованиям действующих строительных норм и правил

2. Уровни опасных и вредных производственных факторов в производственных помещениях и на рабочих местах не должны превышать величин, определяемых нормами, утвержденными в установленном порядке.

3. Производственные помещения должны быть оборудованы таким образом, чтобы обеспечить эвакуацию людей при пожарах и авариях.

4. Устройство инженерных сетей производственных помещений по условиям их эксплуатации должно соответствовать требованиям безопасности [16].

#### **6.4. Охрана окружающей среды при добыче нефти и газа.**

Охраной окружающей среды называется комплекс мер, направленных на предупреждение отрицательного влияния человеческой деятельности на природу, обеспечение благоприятных и безопасных условий жизнедеятельности человека. В условиях научно-технического прогресса важнейшей задачей человечества является охрана важнейших элементов окружающей среды (воздух, вода, почва), которые из-за вредных промышленных выбросов и отходов подвергаются сильнейшему загрязнению. Результатом чего является закисление почвы и воды, изменение климата и разрушение озонового слоя. Именно поэтому охране окружающей среды в строительстве отводится важное место в общегосударственных задачах. В последние годы, в связи с необратимыми процессами и изменениями окружающей среды, вопросы охраны среды выросли в

общемировую проблему. Поэтому разработка долгосрочной экологической политики по созданию благоприятных условий (пдв) стала необходима.

#### **6.4.1.Актуальность проблемы.**

В настоящее время разработано много технологических процессов, при которых исключаются потери отходов-загрязнителей. В этих процессах полно реализуются все основные принципы так называемой безотходной технологии.

Нефтегазодобывающая и нефтегазоперерабатывающая промышленности имеют в настоящее время некоторый научно-технический фундамент для развития и внедрения процессов, исключающих загрязнение окружающей среды.

#### **6.4.2. Законодательные акты в области экологии на предприятиях Узбекистана.**

##### **ОБ ОХРАНЕ ПРИРОДЫ**

(Ведомости Верховного Совета Республики Узбекистан, 1993 г., № 1, ст. 38; Ведомости Олий Мажлиса Республики Узбекистан, 1995 г., № 6, ст. 118; 1997 г., № 4-5, ст. 126; 1999 г., № 1, ст. 20; 2000 г., № 5-6, ст. 153, № 7-8, ст. 217; 2002 г., № 9, ст. 165; 2003 г., № 9-10, ст. 149; Собрание законодательства Республики Узбекистан, 2004 г., № 25, ст. 287, № 51, ст. 514; 2006 г., № 41, ст. 405; 2011 г., № 1-2, ст. 1, № 36, ст. 365)

Настоящий Закон устанавливает правовые, экономические и организационные основы сохранения условий природной среды,

рационального использования природных ресурсов. Он имеет целью обеспечить сбалансированное гармоничное развитие отношений между человеком и природой, охрану экологических систем, природных комплексов и отдельных объектов, гарантировать права граждан на благоприятную окружающую среду.

### **6.4.3. Международные соглашения в области охраны окружающей среды**

Важнейшим инструментом проведения глобальной экологической политики являются международные природоохранные конвенции, договоры, соглашения, резолюции, конференции по проблемам охраны окружающей природной среды и рационального природопользования. В настоящее время насчитывается около 500 международных соглашений по различным аспектам охраны окружающей среды. Среди них многосторонние; региональные; регулирующие общие вопросы защиты окружающей среды или отдельных объектов Мирового океана, атмосферы Земли, околоземного космического пространства и т. д.

Центральное место среди источников международно-правовой охраны окружающей природной среды занимают резолюции Генеральной Ассамблеи ООН и Всемирная хартия природы, играющие ключевую роль в реализации принципов и положений международно-правового экологического сотрудничества. Объектами конвенций стали практически все виды природных ресурсов и наиболее опасные виды человеческой деятельности.

Охрана биоразнообразия стала объектом внимания международного уровня после Конференции по охране окружающей природной среды в Стокгольме в 1972 году. К наиболее значимым мерам по сохранению

растений, животных, микроорганизмов и экосистем можно отнести следующие.

Конвенция о биологическом разнообразии подписана в 1992 году в Рио-де-Жанейро 180 государствами; Россия ратифицировала ее в 1995 году. Целью конвенции служит сохранение биоразнообразия, его устойчивое рациональное использование. Конвенция рекомендует государствам-участникам разрабатывать соответствующие национальные стратегии и принимать необходимые законодательные акты, формировать системы охраняемых территорий, содействовать сохранению экосистем.

Конвенция о водно-болотных угодьях, имеющая международное значение главным образом в качестве местобитаний водоплавающих птиц, заключена в 1971 году в г. Рамсар (Иран) и к настоящему времени ратифицирована 130 государствами. Рамсарская конвенция носит глобальный характер и является специализированной, так как ее предмет ограничивается только водно-болотными угодьями. Целью Конвенции является выявление и сохранение наиболее ценных водно-болотных угодий (морские заливы, озера, участки долин рек, заболоченные территории). Штаб-квартира Конвенции располагается в Гланде (Швейцария). Россия, в составе СССР, присоединилась к Конвенции в 1976 году. Общая площадь объектов Рамсарского списка на территории РФ составляет 11, 411 млн га). В него входят 12 природных заповедников (Кандалакшский, Астраханский, Окский и др.), 11 государственных природных заказников федерального («Нижнеобский», «Мшинское болото» и др.) и регионального («Березовые острова», «Река Морошечная» и др.) значений.

В список всемирного наследия включены такие российские территории как озеро Байкал, вулканы Камчатки, девственные леса Коми, золотые горы Алтая, Куршская коса и др.) общей площадью более 18 млн га.

К международным мерам в области охраны климата, озонового слоя, атмосферного воздуха можно отнести следующие.

Охрана климата регулируется Рамочной конвенцией об изменении климата (РКИК), принятой в Нью-Йорке в 1992 году. Россия ратифицировала конвенцию в 1994 году.

Главной целью РКИК провозглашено обеспечение стабилизации концентраций парниковых газов в атмосфере на уровнях, которые позволят предотвратить опасные последствия вмешательства человека в климатическую систему. Страны, подписавшие Конвенцию, (а их 154) взяли на себя обязательство представлять национальные отчеты по антропогенным выбросам газов и корректировать свои национальные программы по охране климата путем контроля за источниками выбросов.

К Рамочной конвенции об изменении климата в 1997 году в Киото был принят Киотский протокол, закрепляющий количественные обязательства развитых стран и стран с переходной экономикой, включая Россию, по ограничению и снижению поступления парниковых газов в атмосферу. Россия вступила в Протокол в 2005 году. Снижение выбросов предположительно должно составить для стран ЕС - 8 %; для США - 6 %; Канады и Японии - 7 %; на прежнем уровне могут оставить Россия, Украина. Исландия и Норвегия могут повысить на 1,8 и 10 % соответственно. Вокруг Киотского протокола ведутся широкие политические, научные, экономические дебаты. Они затрагивают тех, кто присоединился к протоколу (ЕС, РФ) или готов это сделать, и тех, кто категорически против этого, по крайней мере, до представления неопровержимых научных доказательств по парниковым газам (США).

В 1985 году на специализированной конференции ЮНЕП была принята Конвенция по защите озонового слоя, а в 1987 году был подписан Монреальский протокол по веществам, нарушающим озоновый слой. С 2001 года в России введен запрет на создание новых мощностей по производству озоноразрушающих веществ.

Обращение с опасными отходами регламентирует Базельская конвенция по контролю за трансграничным перемещением радиоактивных отходов и их

удалением, подписанная в 1989 году. Согласно Базельской конвенции, в вопросах отнесения отходов к различным категориям опасности приоритетными являются требования национального законодательства государства. Государства, осуществляя свое право на запрещение импорта опасных отходов с целью удаления, должны информировать другие страны о своем решении. Участники Конвенции рассматривают незаконный оборот опасных или других отходов как преступное деяние. Особо регламентируется вопрос трансграничной перевозки.

С 2001 года вступила в силу подписанная в 1997 году Объединенная конвенция о безопасности обращения с отработавшим топливом и о безопасности обращения с радиоактивными отходами.

В целях охраны водных объектов и морской среды действует ряд конвенций: Конвенция ООН по морскому праву 1982 года, обязывающая государства защищать и сохранять морскую среду, Конвенция о гражданской ответственности за ущерб от загрязнений нефтью 1969 года, Конвенция по предотвращению загрязнения моря сбросами отходов и других материалов 1972 года, Международная конвенция по спасанию 1989 года (вступила в силу в 1996 году), Конвенция по охране и использованию трансграничных водотоков и международных озер 1992 года (вступила в силу в 1996 году), Бухарестская конвенция о защите Черного моря от загрязнений 1992 года и др [15].

#### **6.4.4. Охрана окружающей среды с точки зрения разработки месторождения Восточный Бердах**

##### *Источники загрязнения атмосферы и почвы*

Работа установок на объектах добычи (в нашем случае фонд эксплуатационных скважин) и промышленной обработки газа (печи регенерации ДЭГа) сопровождается выделением в атмосферу загрязняющих веществ.

Факельные линии, предназначенные для сжигания газов продувок скважин могут быть отнесены к технологически неизбежным источникам выбросов периодического действия. Проектом предусмотрена одноразовая продувка эксплуатационных скважин в течение года с выбросом на факел природного газа в объеме тыс.м<sup>3</sup> на скважину.

Выбросы огневых регенераторов являются также технологически неизбежными и могут быть условно отнесены к выбросам постоянного действия. Данным проектом предусмотрено потребление топливного природного газа в количестве м<sup>3</sup>/час на каждую из пяти установок.

Источником загрязнения окружающей среды являются и промышленные сточные воды, которые кроме минеральной составляющей содержат также вредные вещества как нефтепродукты, этиленгликоль, растворенный сероводород, суспензию сульфида железа, ингибиторы коррозии и др.

##### *Характеристика загрязняющих веществ*

Основными загрязняющими веществами, поступающими в атмосферу при эксплуатации объектов добычи и промышленной обработки малосернистого газа месторождения Восточный Бердах, могут быть углеводороды, оксид углерода (CO), сероводород (H<sub>2</sub>S), диоксид серы (SO<sub>2</sub>), окислы азота (NO/NO<sub>2</sub>), меркаптаны, сажа.

Величины предельно допустимых концентрации (ПДК) этих веществ в воздухе рабочей зоны и населенных пунктов приведены ниже.

Таблица-6.4.4.1

Нормы содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе

	Класс вредности	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	
		Рабочей зоны	Населенный пункт
Углероды	4	300	50
Оксид углерода	4	20	5
Сероводород	2	10	0,008
Диоксид серы	3	10	0,5
Оксид азота	3	-	0,6
Диоксид азота	2	2	0,085
Сероводород+углеводород	3	3	-
Сажа	3	4	0,15

#### *Санитарно защитная зона*

Определение размеров санитарно-защитной зоны производится для обеспечения безопасности людей, работающих и проживающих вблизи объекта добычи и подготовки газа к транспорту.

Санитарно-защитная зона может быть определена по рассеиванию вредных веществ в приземном слое атмосферы. Критерием установления фактической санитарно-защитной зоны является предельно допустимые концентрации вредных веществ в I ПДК.

#### *Охрана водной среды*

Основными источниками промышленных стоков на УКПГ месторождения Алан является установки низкотемпературной сепарации УНТС. Стоки этих установок, как правило, состоят из пластовой и

конденсационной воды, газового конденсата, диэтиленгликоля, ингибиторов коррозии, растворенного сероводорода, фенола, взвешенных коллоид дисперсных продуктов коррозии - сульфидов, глинисто-песчаных взвесей. Проектом предусматривается объем дренажных вод тыс.м<sup>3</sup>/год.

Источником хозяйственно-битовых стоков являются стоки с площадки УКПГ. Основными загрязняющими компонентами этого вида стоков являются органические вещества.

### *Охрана земель*

Значительные земельные площади могут быть загрязнены при бурении и строительстве скважин. Кроме того, имеет место нарушение земель тяжелой техникой.

В процессе бурения скважин образуется значительное количество производственных отходов (шлама, глинистых растворов, сточных вод), загрязненных нефтепродуктами и другими химическими реагентами. Сбрасывать такие отходы на почву без соответствующей очистки от вредных примесей запрещается.

Сбор и хранение отходов бурения осуществляется в земляных амбарах, металлических или железобетонных емкостях. На участках высокого уровня грунтовых вод амбары должны быть гидроизолированы.

После заканчивания скважин бурением шламовые отходы в амбарах подлежат захоронению непосредственно в этих же амбарах, в которых производился сбор этого шлама, отработанных буровых растворов и сточных вод. Захоронение должно производиться на глубину 1,5 м той же породой, вынутой раньше при рытье амбаров.

Слой почвы, загрязненный нефтепродуктами, снимают и подвергают сжиганию с последующим захоронением в амбарах. Далее производится рекультивация плодородного слоя почвы. Все работы по предварительному снятию, транспортировке и нанесению плодородного слоя почвы производят специализированные бригады от бурового предприятия, согласно ГОСТ 17.5.3.04-83 "Земли. Общие требования к рекультивации земель".

## **6.5. Чрезвычайные ситуации.**

### **6.5.1. Актуальность работы.**

Современные ЧС порождаются множеством причин, поэтому для выработки эффективных мер по их предупреждению требуются сложные объяснительные схемы их возникновения и протекания. Одним из важнейших факторов, определяющих устойчивость общества к воздействию ЧС, является культура безопасности человека, выраженная «совокупностью этических принципов, социальных знаний и определенных стереотипов поведения в ЧС или на пути к их предупреждению». Чем выше культура безопасности личности, тем меньше вероятность того, что человек станет источником или жертвой подобной ситуации.

Средства массовой информации (СМИ) выступают в роли важного фактора социального управления в условиях ЧС, формирования культуры современной личности, что обуславливает необходимость как понимания, так и знания компенсаторных (возместительных) ресурсов СМИ. Под компенсаторным ресурсом понимается свойство СМИ оказывать положительное воздействие на психоэмоциональное и физическое состояние людей, попавших в зону ЧС.

Благодаря СМИ любая ЧС или стихийное бедствие получают информационно-коммуникативный резонанс, который либо усиливает катастрофичность последствий, либо помогает уберечься от депрессии, апатии, т.е. осуществляет своего рода психотерапию социальной сферы.

Информация о ЧС, как правило, доминирует над освещением остальных событий повседневной жизни, что выражается в росте объемов информации о них в информационном пространстве. Избыточное присутствие такого рода информации формирует эффект привыкания массового сознания к катастрофам, их неизбежности, что в итоге ведет к пассивному, отстраненному поведению людей даже при таких чрезвычайных ситуациях,

как пожар, наводнение и т.п. В результате в обществе отсутствует адекватное восприятие безопасного поведения в ЧС.

Таким образом, налицо противоречие между ростом стрессогенных факторов для массового сознания, обусловленных увеличением масштабов ЧС, и снижением компенсаторных возможностей СМИ, обеспечивающих достаточный уровень его стабильности. Отсутствие равновесного соотношения между реальным уровнем ЧС и характером их отображения в информационном пространстве приводит к тому, что граждане попадают под двойной психологический пресс: самой ситуации и ее отражениям в масс-медиа. СМИ, являясь по сути своей социальным регулятором общества, не способствуют социально-психологической стабильности общества в момент ЧС и не выполняют одного из своих главных назначений - психокоррекции массового сознания.

Именно этим определяется актуальность темы исследования, которая обуславливается:

- потребностью научного осмысления причин несоответствия деятельности средств массовой информации особенностям психологического состояния людей в условиях чрезвычайных ситуаций;
- важностью изучения природы информационно-коммуникативных отношений в чрезвычайных ситуациях с целью минимизации негативных последствий ЧС для общества;
- отсутствием знаний и практических механизмов противостояния деструктивному влиянию СМИ на процесс адаптации в социальную среду, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации;
- необходимостью разработки механизмов коррекции характера функционирования средств массовой информации для минимизации негативных социально-политических последствий ЧС.

## 6.5.2.Классификация ЧС.

Всю совокупность возможных чрезвычайных ситуаций целесообразно первоначально разделить на конфликтные и бесконфликтные.

К конфликтным, прежде всего, могут быть отнесены военные столкновения, экономические кризисы, экстремистская политическая борьба, социальные взрывы, национальные и религиозные конфликты, терроризм, разгул уголовной преступности, крупномасштабная коррупция и др.

Бесконфликтные чрезвычайные ситуации, в свою очередь, могут быть классифицированы (систематизированы) по значительному числу признаков, описывающих явления с различных сторон их природы и свойств.

Все чрезвычайные ситуации можно классифицировать по трем основным принципам - масштабу распространения, темпу развития и природе происхождения.

### *Классификация чрезвычайных ситуаций по масштабу распространения*

При классификации чрезвычайных ситуаций по масштабу распространения следует учитывать не только размеры территории, подвергнувшейся воздействию ЧС, но и ВОЗМОЖНЫЕ ее косвенные последствия. К ним относятся тяжелые нарушения организационных, экономических, социальных и других существенных связей, действующих на значительных расстояниях. Кроме того, принимается во внимание тяжесть последствий, которая и при небольшой площади ЧС может быть огромной и трагичной.

Локальные (частные) чрезвычайные ситуации не выходят территориально и организационно за пределы рабочего места или участка, малого отрезка дороги, усадьбы или квартиры. К локальным относятся чрезвычайные ситуации, в результате которых пострадало не более 10 человек, либо нарушены условия жизнедеятельности не более 100 человек,

либо материальный ущерб составляет не более 1 тыс. минимальных размеров оплаты труда.

Если последствия чрезвычайной ситуации ограничены территорией производственного или иного объекта (т.е. не выходят за пределы санитарно-защитной зоны) и могут быть ликвидированы его силами и ресурсами, то эти ЧС называются объектовыми.

Чрезвычайные ситуации, распространение последствий которых ограничено пределами населенного пункта, города (района), области, края, республики и устраняются их силами и средствами, называются местными. К местным относятся чрезвычайные ситуации, в результате которых пострадало свыше 10, но не более 50 человек, либо нарушены условия жизнедеятельности свыше 100, но не более 300 человек, либо материальный ущерб составляет свыше 1 тыс., но не более 5 тыс. минимальных размеров оплаты труда.

Региональные чрезвычайные ситуации - такие ЧС, которые распространяются на территорию нескольких областей (краев, республик) или экономический район. Для ликвидации последствий таких ЧС необходимы объединенные усилия этих территорий, а также участие федеральных сил. К региональным относятся ЧС, в результате которых пострадало от 50 до 500 человек, либо нарушены условия жизнедеятельности от 500 до 1000 человек, либо материальный ущерб составляет от 0,5 до 5 млн. минимальных размеров оплаты труда.

Национальные (федеральные) чрезвычайные ситуации охватывают обширные территории страны, но не выходят за ее границы. Здесь задействуются силы, средства и ресурсы всего государства. Часто прибегают и к иностранной помощи. К национальным относятся ЧС, в результате которых пострадало свыше 500 человек, либо нарушены условия жизнедеятельности более 1000 человек, либо материальный ущерб составляет более 5 млн. минимальных размеров оплаты труда.

Глобальные (трансграничные) чрезвычайные ситуации выходят за пределы страны и распространяются на другие государства. Их последствия устраняются силами и средствами как пострадавших государств, так и международного сообщества.

#### *Классификация чрезвычайных ситуаций по темпу развития*

Каждому виду чрезвычайных ситуаций свойственна своя скорость распространения опасности, являющаяся важной составляющей интенсивности протекания чрезвычайного события и характеризующая степень внезапности воздействия поражающих факторов. С этой точки зрения такие события можно подразделить на:

- внезапные (взрывы, транспортные аварии, землетрясения и т.д.);
- стремительные (пожары, выброс газообразных сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ), гидродинамические аварии с образованием волн прорыва, сель и др.),
- умеренные (выброс радиоактивных веществ, аварии на коммунальных системах, извержения вулканов, половодья и пр.);
- плавные (аварии на очистных сооружениях, засухи, эпидемии, экологические отклонения и т.п.). Плавные (медленные) чрезвычайные ситуации могут длиться многие месяцы и годы, например, последствия антропогенной деятельности в зоне Аральского моря.

### **6.5.3. Меры по защите населения и производственного персонала при чрезвычайных ситуациях.**

По результатам прогнозируемых расчетов составляются карты возможных очагов химического заражения. На топографические карты городов и районов наносятся очаги возможного заражения. Оповещается население о потенциально опасных объектах, в непосредственной близости от которых находятся жилые массивы.

В случае возникновения опасности следует принять меры для защиты жизни людей. В чрезвычайной ситуации штаб по делам ГО и ЧС города немедленно передает сообщение для населения по городской радиотрансляционной сети и внешним громкоговорителям о случившемся, в котором будет сообщен порядок действий: куда, в каком направлении движется ядовитое облако; какой район города, какие улицы, предприятия и учреждения попадут в зону заражения; в какую сторону выходить из этой зоны.

Лица, работающие на предприятиях с известными источниками опасности, должны быть обучены заблаговременно регламентам поведения в ЧС. Они должны быть снабжены средствами индивидуальной защиты и обучены способам их использования. На предприятиях назначаются ответственные лица, которые следят за выполнением мероприятий по созданию стратегических запасов средств ликвидации ЧС, разрабатываются регламенты оповещения при ЧС, а также регламенты взаимодействия различных подразделений при возникновении ЧС.

Необходимо твердо знать когда, почему и как следует применять конкретный вид средств индивидуальной защиты (СИЗ). Выбор определенных СИЗ для данной обстановки зависит от конкретных опасных факторов, которые устанавливаются разведкой.

Изолирующие СИЗ применяются, если фильтрующие средства защиты не обеспечивают достаточную защиту от попадания токсичных веществ через органы дыхания или кожу. Наибольшую опасность представляет первый период развития ЧС, когда концентрации наиболее высоки, а меры защиты в достаточной мере не применяются, могут наблюдаться элементы паники. Изолирующие противогазы: И11-4. ИП-5, КИ1Т-5 (кислородный изолирующий прибор), ПЩ-1Б.

Фильтрующие СИЗ очищают воздух, а изолирующие обеспечивают изоляцию от внешней среды (тогда дыхание осуществляется за счет регенерации выдыхаемого воздуха). Защищают от радиоактивных веществ,

отравляющих веществ, биологических (бактериологических) средств, от аварийных химически опасных веществ в любых концентрациях. Основные виды используемых фильтрующих противогазов: ГП-5, ГП-7, изолирующая маска М-80.

СИЗ в определенной мере предохраняют и от ожогов. Изолирующие средства защиты кожи используются спасательными формированиями, войсковыми соединениями ГО и ликвидаторами (в том числе входящие в невоенизированные формирования). Общевойсковой защитный комплект состоит из защитного плаща, защитных чулок (прорезиненная ткань) с усиленной подошвой (брезент, резина.) и защитных перчаток (с обтюраторами из пропитанной специальным составом ткани). Легкий защитный костюм Л-1 состоит из прорезиненной ткани; брюки сшиты заодно с чулками, подшлемника, рубахи с капюшоном, двупалых перчаток и сумки для упаковки костюма. Зимой костюмы одеваются на верхнюю одежду.

При отсутствии СИЗ промышленного изготовления нужно использовать простейшие (подручные) средства индивидуальной защиты. Так, при выходе из зоны химической опасности следует одеть плотную верхнюю одежду, шею обвязать шарфом, на ноги одеть резиновые сапоги, а на голову - шапку. В случае отсутствия противогаза рот и нос закрыть ватно-марлевой повязкой, предварительно смочив ее водой, а лучше в пятипроцентном растворе лимонной или уксусной кислоты (при аварии с выбросом аммиака), или в двухпроцентном растворе пищевой соды (при аварии с хлором).

## 6.5.4 Расчет теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты, работающих от охлаждения

Теплоизоляция комплекта средств индивидуальной защиты (СИЗ) определяется :

- конструкцией его составляющих (например, куртка и брюки, комбинезон и др.);
- теплофизическими свойствами материала;
- скоростью ветра;
- интенсивностью движений человека, обуславливающих увеличение его теплопотерь.

Теплоизоляция комплекта СИЗ - полное сопротивление переносу тепла от поверхности тела человека во внешнюю среду, включая материалы одежды, воздушные прослойки между ними и пограничный слой воздуха, прилегающий к наружной поверхности одежды. Теплоизоляция комплекта СИЗ рассчитывается по формуле:

$$I_K = \frac{T_K - T_B}{q_{\text{п}}} \quad (6.2.1)$$

где  $T_K$  - средневзвешенная температура кожи, °С, определяется по табл. 5.2.2 в зависимости от уровня энерготрат человека ( $q_{\text{ч}}$ , Вт/м<sup>2</sup>) и его теплоощущений;  $T_B$  - температура наружного воздуха, °С;  $q_{\text{п}}$  - средневзвешенная величина плотности «сухого» теплового потока с поверхности тела человека, Вт/м<sup>2</sup>.

«Сухой» тепловой поток - поток, состоящий из одного или более компонентов: кондуктивного ( $q_{\text{конд}}$ ), конвективного ( $q_{\text{конв}}$ ) или радиационного ( $q_{\text{рад}}$ ).

Таблица 6.2.2

Уравнения для определения  $T_k$ , °С в целях расчета необходимой теплоизоляции комплекта СИЗ

Теплоощущение	Расчетная формула $T_k$	
Комфорт	$T_k = 36,07 - 0,0354 \cdot q_{\text{ч}}$	1,46
Прохладно	$T_k = 33,34 - 0,0354 \cdot q_{\text{ч}}$	1,47
Холодно	$T_k = 30,06 - 0,0310 \cdot q_{\text{ч}}$	1,48

*Примечание.* Энерготраты человека ( $q_{\text{ч}}$ , Вт/м<sup>2</sup>) зависят от категории выполнения работ. Для категории работ Iб –  $q_{\text{ч}} = 88$  Вт/м<sup>2</sup>; IIа –  $q_{\text{ч}} = 113$  Вт/м<sup>2</sup>; IIб –  $q_{\text{ч}} = 145$  Вт/м<sup>2</sup> [1].

Средневзвешенную величину плотности «сухого» теплового потока с поверхности тела человека ( $q_{\text{п}}$ , Вт/м<sup>2</sup>) можно определить из уравнения теплового баланса:

$$q_{\text{п}} = q_{\text{конв.}} + q_{\text{рад.}} = q_{\text{ч}} - W - q_{\text{к.дых.}} - q_{\text{исп.дых.}} - q_{\text{исп.к.}} \pm \Delta q_{\text{т.с.}} \quad (6.2.2)$$

где  $q_{\text{ч}}$  - энерготраты человека, Вт/м<sup>2</sup>;  $W$  - эффективная мощность механической работы, Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{\text{к.дых.}}$  - теплопотери конвекцией при дыхании, Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{\text{исп.дых.}}$  - теплопотери испарением влаги при дыхании, Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{\text{исп.к.}}$  - теплопотери испарением влаги с поверхности кожи человека, Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{\text{т.с.}}$  - изменение теплосодержания в организме человека, Вт/м<sup>2</sup>, представляет собой разность между величиной  $q_{\text{ч}}$  и суммой теплопотерь организма.

Теплопотери конвекцией при дыхании определяются по формуле:

$$q_{\text{к.дых.}} = 0,0014 \cdot q_{\text{ч}} (T_{\text{выд.}} - T_{\text{г}}) \quad (6.2.3)$$

где  $T_{\text{выд.}}$  - температура выдыхаемого воздуха, °С, вычисляется по формуле:

$$T_{\text{выд.}} = 29 + 0,2T_{\text{г}} \quad (6.2.4)$$

Теплопотери испарением влаги при дыхании вычисляются по формуле:

$$q_{\text{исп.дых.}} = 0,0173 \cdot q_{\text{ч}} (P_{\text{выд.}} - P_{\text{г}}) \quad (6.2.5)$$

Таблица 6.2.3

*Давление насыщенного пара при различной температуре*

<i>T, °C</i>	<i>P, кПа</i>	<i>T, °C</i>	<i>P, кПа</i>
-60	0,00093	0	0,610
-50	0,0039	5	0,872
-40	0,0123	10	1,228
-30	0,0373	15	1,705
-20	0,103	20	2,338
-10	0,259	25	3,167
-5	0,401	30	4,245
-2	0,517	35	5,623
-1	0,562	40	7,356

где  $P_{\text{выд.}}$  - давление водяного насыщенного пара при температуре выдыхаемого воздуха, кПа, (табл. 6.2.3);  $P_{\text{в}}$  - давление водяного пара в атмосфере, кПа. Если для одежды используются паропроницаемые материалы, потери тепла испарением с поверхности кожи человека могут быть определены по формуле:

$$q_{\text{исп.к.}} = \frac{8,816 + 0,390 \cdot q_{\text{ч}}}{S} - q_{\text{исп.дых}} \quad (6.2.6)$$

где  $S$  - площадь поверхности тела обнаженного человека, принимается 1,75 м<sup>2</sup>. В целях решения практической задачи создания комплекта одежды для защиты от холода в воздушной среде может быть использовано регрессионное уравнение, отражающее взаимосвязь его теплоизоляции со средневзвешенной толщиной ( $\delta$ , мм) :

$$I_{\text{к}} = 0,126 + 0,044\delta - 0,000678\delta^2 \quad (6.2.7)$$

$$\delta = 32,447 - \frac{\sqrt{0,002278 - 0,002712 \cdot I_{\text{к}}}}{0,01356} \quad (6.2.8)$$

Определим необходимую величину комплекта теплоизоляционного комплекта СИЗ и его средневзвешенную толщину для обеспечения допустимых условий труда оператора, выполняющего налив конденсата в автоцистерны (категория работы - Па) при температуре воздуха -27 С°

Энерготраты человека при выполнении работ категории Пб равны 113 Вт/м<sup>2</sup> (табл. 6.2.2). Допустимые условия труда соответствуют теплоощущениям человека - «прохладно», тогда средне взвешенная температура кожи сварщика будет равна (формула 6.1, табл. 6.2.2):

$$T_{\kappa} = 33,34 - 0,0354 \cdot q_{\kappa} = 33,34 - 0,0354 \cdot 113 = 29,3^{\circ}\text{C}$$

Температура выдыхаемого воздуха равна (формула 6.2.4):

$$T_{\text{выд}} = 29 + 0,2T_{\kappa} = 29 + 0,2 \cdot (-27) = 28,8^{\circ}\text{C}$$

Теплопотери конвекцией при дыхании равны (формула 6.2.3):

$$q_{\kappa.\text{дых.}} = 0,0014 \cdot q_{\kappa} (T_{\text{выд}} - T_{\kappa}) = 0,0014 \cdot 113(28,8 - (-27)) = 8,8 \text{ Вт} / \text{м}^2$$

По табл. 6.2.3 определяем  $P_{\text{в}} = 0,062$  кПа и  $P_{\text{выд}} = 4,13$  кПа, тогда в соответствии с формулой 6.5 теплопотери испарением влаги при дыхании будут равны:

$$q_{\text{исп.дых.}} = 0,0173 \cdot q_{\kappa} (P_{\text{выд}} - P_{\kappa}) = 0,0173 \cdot 113(4,13 - 0,062) = 7,95 \text{ Вт} / \text{м}^2$$

Потери тепла испарением с поверхности кожи оператора в соответствии с формулой 6.6 равны:

$$q_{\text{исп.к.}} = \frac{8,816 + 0,390 \cdot q_{\kappa}}{S} - q_{\text{исп.дых.}} = \frac{8,816 + 0,390 \cdot 113}{1,75} - 7,95 = 22,3 \text{ Вт} / \text{м}^2$$

В соответствии с формулой 6.2 при условии, что эффективная мощность механической работы  $W$  и изменение теплосодержания в организме человека  $\Delta q_{\text{т.с}}$  равны нулю, средневзвешенная величина плотности «сухого» теплового потока с поверхности тела сварщика равна:

$$q_{\text{п}} = q_{\kappa} - q_{\kappa.\text{дых.}} - q_{\text{исп.дых.}} - q_{\text{исп.к.}} = 113 - 8,8 - 7,95 - 22,3 = 73,95 \text{ Вт} / \text{м}^2$$

Тогда в соответствии с формулой 5.1 теплоизоляция комплекта СИЗ сварщика равна:

$$I_{\kappa} = 0,126 + 0,044\delta - 0,000678\delta^2 = \frac{29,3 - (-27)}{73,95} = 0,76 \frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{м}^2}{\text{Вт}}$$

Согласно формуле 6.8 средневзвешенная толщина комплекта СИЗ сварщика равна:

$$\delta = 32,447 - \frac{\sqrt{0,002278 - 0,002712 \cdot I_{\kappa}}}{0,01356} = 32,447 - \frac{\sqrt{0,002278 - 0,002712 \cdot 0,76}}{0,01356} = 31,36 \text{ мм}$$

К медицинским средствам защиты относятся: аптечка индивидуальная, индивидуальный противохимический пакет, перевязочный пакет, дегазационный пакет. Аптечка индивидуальная (АИ-2) позволяет предотвратить развитие тяжелых последствий воздействия на человека некоторых поражающих факторов при ЧС. В ее состав входят радиозащитные, противорвотные, противобактериальные, противоболевые средства и антидоты.

Индивидуальный противохимический пакет ИПП-8А, ИПП-10А применяется для обеззараживания капельно-жидких ОВ, попавших на кожу, одежду, обувь. Пакет содержит флакон с дегазирующим раствором, ватно-марлевые тампоны, инструкцию по использованию и герметичную упаковку.

Пакет перевязочный индивидуальный состоит из бита (ширина 10 см, длина 7 м), двух ватно-марлевых подушечек (для наложения на раны, одна из них подвижна, чтобы наложить на сквозное грудное ранение), булавок для закрепления повязки и правил пользования пакетом.

Комплект для дегазации ИДП-С предназначен для дегазации оружия и обмундирования и состоит из восьми индивидуальных дегазационных пакетов.

Обеспечение защиты населения достигается сочетанием индивидуальных и коллективных средств защиты, их исправностью и постоянной готовностью к использованию по назначению. Защита населения осуществляется проведением комплекса мероприятий, включая следующие:

- укрытие людей в защитных сооружениях;
- рассредоточение рабочих и служащих, продолжающих работу в населенном пункте, и эвакуация населения;
- применение индивидуальных и медицинских средств защиты.

Основным способом защиты является укрытие людей в защитных сооружениях ГО. Однако из-за их дороговизны сочетают все способы: эвакуация уменьшит число людей в зоне поражающих факторов ЧС, а применение СИЗ даст возможность сохранить жизнь людям при нахождении

и при выходе из зоны ЧС. Обязательно оповещение населения и обучение способам защиты в ЧС.

Оповещение населения осуществляется штабом ГО населенного пункта. Перед оповещением дается сигнал (гудок) и начинается оно со слов: «Внимание всем...». На промышленных предприятиях оповещение производит штаб ГО объекта не позже, чем через 5 минут после высвобождения максимального количества поражающих факторов. Время сбора и начала работы штаба ГО также 5 минут.

Находясь в помещении, плотно закрыть окна и двери, вентиляционные отверстия. При нахождении на улице необходимо укрыться в любом здании.