

## ОТЗЫВ

### НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Аминова Армана Даулетбековича

специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: «Анализ и расчет режима работы скважин подземного хранилища газа «Бозой»

Дипломный проект посвящен анализу и расчету режима работы скважин подземного хранилища газа (далее – ПХГ) «Бозой».

Дипломантом собран необходимый фактический материал по теме, который позволил ему изучить особенности строительства и эксплуатации скважин на ПХГ, провести анализ и оценку производительности ПХГ, выполнить технологическую часть, специальную часть, проанализировать экономическую эффективность проекта по увеличению мощности хранения газа в ПХГ, безопасность жизнедеятельности и охрану окружающей среды.

При выполнении комплексного дипломного проекта автор проявил необходимую самостоятельность и инициативу. Достаточный уровень теоретической подготовки позволил ему справиться с задачей, поставленной перед ним.

На основании вышеизложенного дипломный проект рекомендуется к защите, а дипломант Аминов Арман Даулетбекович достоин присвоения квалификации «бакалавр» по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель  
сениор лектор  
кафедры НИ  
ИГиНГД им. К.Турысова,  
канд. физ.-мат. наук,  
доцент



Баймухаметов М.А.

«30» апрель 2019 г.

## Краткий отчет



Университет:	Satbayev University
Название:	Анализ и расчет режима работы скважин ПХГ Бозой_Аминов А.Д..doc
Автор:	Аминов А.Д.
Координатор:	Нурболат Джексенбаев
Дата отчета:	2019-04-29 10:44:25
Коэффициент подобия № 1:	<b>14,0%</b>
Коэффициент подобия № 2:	<b>4,1%</b>
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	<b>25</b>
Количество слов:	10 515
Число знаков:	78 050
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	1

### >> Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ <a href="https://center-yf.ru/data/economy/vrednye-factory-truda.php">https://center-yf.ru/data/economy/vrednye-factory-truda.php</a>		197
2	URL_ <a href="https://ppt-online.org/80654">https://ppt-online.org/80654</a>		47
3	Обеспечение стабилизации песчаного основания вблизи зданий и сооружений при ветровом воздействии <i>M.Auezov South Kazakhstan State University (Факультет Строительство и Транспорт)</i>	Ахмет Бауыржан Беркенұлы	41
4	URL_ <a href="https://center-yf.ru/data/economy/vrednye-factory-truda.php">https://center-yf.ru/data/economy/vrednye-factory-truda.php</a>		37
5	URL_ <a href="https://otherreferats.allbest.ru/geology/00214963_0.html">https://otherreferats.allbest.ru/geology/00214963_0.html</a>		29
6	URL_ <a href="http://snipov.net/database/c_3544367195_doc_4294848618.html">http://snipov.net/database/c_3544367195_doc_4294848618.html</a>		28
7	URL_ <a href="https://center-yf.ru/data/economy/vrednye-factory-truda.php">https://center-yf.ru/data/economy/vrednye-factory-truda.php</a>		25
8	URL_ <a href="http://www.albpu.ru/law/okruzhayushchaja-sreda-i-prirodnye-resursy/obschie-voprosy/84/ond-90--obschesoyuznyj-normativnyj-dokument--rukovodstvo-po-kontrolyu-istochnikov-zagrizn.pdf">http://www.albpu.ru/law/okruzhayushchaja-sreda-i-prirodnye-resursy/obschie-voprosy/84/ond-90--obschesoyuznyj-normativnyj-dokument--rukovodstvo-po-kontrolyu-istochnikov-zagrizn.pdf</a>		25
9	URL_ <a href="https://otherreferats.allbest.ru/geology/00214963_0.html">https://otherreferats.allbest.ru/geology/00214963_0.html</a>		24
10	URL_ <a href="http://snipov.net/database/c_3544367195_doc_4294848618.html">http://snipov.net/database/c_3544367195_doc_4294848618.html</a>		23

### >> Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks



Не обнаружено каких-либо заимствований

### >> Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Организация IPTV по технологии TurboGEPON <i>Satbayev University (ИИИТТ)</i>	Сагындыков Арман Куттыбаевич	41 (6)
2	Модернизация метода расчета по нормальному сечению железобетонных балок с дефектами <i>Satbayev University (И_АИС)</i>	Рахметжанова Гульназ Еркиновна	24 (2)
3	Переработка цинковых концентратов месторождения «Шалкия» <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Қаблақатов Ермек	23 (3)
4	Исследование методов обессоливания водонефтяных эмульсий на Павлодарском нефтехимическом заводе <i>Satbayev University (И_Х_И)</i>	Ибрагимов Назымжан Бурханжанович	15 (1)
5	Проект отделения электролиза меди производительностью 25 тысяч тонн катодной меди в год <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Лобанова Е.В.	12 (2)
6	Геодинамическая модель строения Чу-Сарысуйского бассейна.docx <i>Satbayev University (ИГИНГД)</i>	Кочетков Андрей	10 (1)

&gt;&gt;

**Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных**

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	<b>Обеспечение стабилизации песчаного основания вблизи зданий и сооружений при ветровом воздействии</b> <i>M.Auezov South Kazakhstan State University (Факультет Строительство и Транспорт)</i>	<b>Ахмет Бауыржан Беркенұлы</b>	62 (3)
2	Идентификация вредных и опасных производственных факторов для персонала (на примере УРПС АО ССГПО) <i>Rudny Industrial Institute (RII) (Кафедра автоматизации, информационных систем и безопасности)</i>	Олеся Бородина	15 (2)

&gt;&gt;

**Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета**

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	<b>URL_</b> <a href="https://center-yf.ru/data/economy/vrednye-factory-truda.php">https://center-yf.ru/data/economy/vrednye-factory-truda.php</a>	282 (4)
2	<b>URL_</b> <a href="http://snipov.net/database/c_3544367195_doc_4294848618.html">http://snipov.net/database/c_3544367195_doc_4294848618.html</a>	230 (16)
3	<b>URL_</b> <a href="https://otherreferats.allbest.ru/geology/00214963_0.html">https://otherreferats.allbest.ru/geology/00214963_0.html</a>	203 (15)
4	<b>URL_</b> <a href="http://www.xn-----glcgs3atf1kebk.xn--p1ai/Data1/8/8186/index.htm">http://www.xn-----glcgs3atf1kebk.xn--p1ai/Data1/8/8186/index.htm</a>	178 (14)
5	<b>URL_</b> <a href="https://ppt-online.org/80654">https://ppt-online.org/80654</a>	174 (17)
6	<b>URL_</b> <a href="http://www.alppp.ru/law/okruzhayuschaja-sreda-i-prirodnye-resursy/obschie-voprosy/84/ond-90--obschesoyuznyj-normativnyj-dokument--rukovodstvo-po-kontrolyu-istochnikov-zagrijazn.p">http://www.alppp.ru/law/okruzhayuschaja-sreda-i-prirodnye-resursy/obschie-voprosy/84/ond-90--obschesoyuznyj-normativnyj-dokument--rukovodstvo-po-kontrolyu-istochnikov-zagrijazn.p</a>	62 (7)
7	<b>URL_</b> <a href="http://snipov.net/c_4684_snip_99565.html">http://snipov.net/c_4684_snip_99565.html</a>	58 (5)
8	<b>URL_</b> <a href="http://stud.wiki/ecology/3c0b65635b3bd78b5d53b88521216c37_0.html">http://stud.wiki/ecology/3c0b65635b3bd78b5d53b88521216c37_0.html</a>	24 (2)
9	<b>URL_</b> <a href="http://www.aspirantura.spb.ru/forum/archive/index.php/t-2005.html">http://www.aspirantura.spb.ru/forum/archive/index.php/t-2005.html</a>	20 (4)
10	<b>URL_</b> <a href="https://chem21.info/info/645513/">https://chem21.info/info/645513/</a>	17 (2)
11	<b>URL_</b> <a href="https://studfiles.net/preview/5789595/page:50/">https://studfiles.net/preview/5789595/page:50/</a>	14 (1)
12	<b>URL_</b> <a href="http://rud.exdat.com/docs/index-753862.html">http://rud.exdat.com/docs/index-753862.html</a>	5 (1)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Аминов Арман Даулетбекович

Тема: “Анализ и расчет режима работы  
скважин подземного хранилища газа “Бозой”

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ  
Зав. кафедрой НИ

  
М.К. Сыздыков  
« 03/05 » 2019 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
к дипломному проекту

На тему: «Анализ и расчет режима работы  
скважин подземного хранилища газа «Бозой»  
по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Выполнил Аминов Арман Даулетбекович

Научный руководитель

канд. физ.-мат. наук, доцент

Баймухаметов М.А.



(подпись)

«30» апреля 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело



**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломного проекта**

Обучающемуся Аминов Арман Даулетбекович

Тема: “Анализ и расчет режима работы скважин подземного хранилища газа “Бозой”

Утверждена приказом ректора университета № 497-п от «20» декабря 2018 г.

Срок сдачи законченного проекта: 30 апреля 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту материалы собранные во время прохождения преддипломной практики (проект разработки месторождения, технологическая схема проекта разработки месторождения)

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) геологическая часть
- б) технологическая часть
- в) экономическая часть
- г) безопасность и охрана труда
- д) охрана окружающей среды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): обзорная карта, структурная карта, геологический профиль, карта текущих отборов, динамика основных технологических показателей, таблица технико-экономических показателей

Рекомендуемая основная литература: из наименований

## ГРАФИК

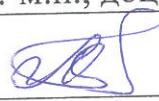
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю и консультантам	Примечание
Геологическая часть	22.04.19 – 24.04.19	
Технологическая часть	22.04.19 – 27.04.19	
Экономическая часть	23.04.19 – 30.04.19	
Безопасность и охрана труда	22.04.19 – 29.04.19	
Охрана окружающей среды	28.04.19 – 30.04.19	

## ПОДПИСИ

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект  
с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	
Технологическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	
Экономическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	
Безопасность и охрана труда	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	
Охрана окружающей среды	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	
Нормоконтролер	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	30.04.19	

Научный руководитель  Баймухаметов М.А.  
(подпись)

Задание принял к исполнению обучающийся  Аминов А.Д.  
(подпись)

Дата « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

## АННОТАЦИЯ

В дипломном проекте рассмотрены основные разделы:

- геологическая;
- технологическая;
- экономическая;
- безопасность и охрана труда;
- охрана окружающей среды.

В геологической части рассматривается геологическая изученность подземного хранилища газа «Бозой».

В технологической части рассматриваются особенности строительства и эксплуатации скважин на ПХГ, анализ эксплуатации газохранилища в период отбора 2017-2018гг. и в сезоне закачки 2018 года.

В экономической части рассматриваются технико-экономические показатели проекта «Увеличения мощности хранения газа в ПХГ «Бозой».

В части охраны труда рассматриваются опасные и вредные факторы, а также мероприятия по безопасности и охране труда.

В части охраны окружающей среды рассматриваются мероприятия по охране атмосферного воздуха, водных и земельных ресурсов.

## АНДАТПА

Диплом жобасында мынадай негізгі бөлімдер қарастырылған:

- геологиялық;
- технологиялық;
- экономикалық;
- еңбек қауіпсіздігі және еңбекті қорғау;
- қоршаған ортаны қорғау.

Геологиялық бөлімде «Бозой» жерасты газ сақтау қоймасының геологиялық зерделенуі қарастырылады.

Технологиялық бөлімде ЖАГҚ-дағы ұңғымалардың құрылысы мен пайдаланылуының ерекшеліктері, газ сақтау қоймасының 2017-2018 жж. іріктеу кезеңінде және 2018 жылғы айдау маусымында пайдаланылуын талдау қарастырылады.

Экономикалық бөлімде «Бозой» ЖАГҚ газ сақтау қуатын арттыру» жобасының техникалық-экономикалық көрсеткіштері қарастырылады.

Еңбекті қорғау бөлімінде қауіпті және зиянды факторлар, сондай-ақ еңбек қауіпсіздігі мен еңбекті қорғау бойынша іс-шаралар қарастырылады.

Қоршаған ортаны қорғау бөлімінде атмосфералық ауаны, су және жер ресурстарын қорғау бойынша іс-шаралар қарастырылады.

## ANNOTATION

Present thesis project consists of following main sections:

- geological;
- technological;
- economic;
- safety and labor protection;
- environmental protection.

The geological section studies the available geological knowledge on "Bozoi" underground gas deposit.

The technological section considers the features of construction and operation of the wells at the deposit, analyzes the gas storage operation during the selection period in 2017-2018 and in the download season in 2018.

The economic part considers the technical and economic indicators of the project "Increasing the gas storage capacity in "Bozoi" underground gas deposit".

Labor protection section of the thesis considers the hazardous and harmful factors, as well as safety and labor protection measures.

Environmental protection section considers the measures on protection of air, water and land resources.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	9
1. Геологическая часть.....	10
1.1. Общие сведения .....	10
1.2. Стратиграфия.....	12
1.3. Тектоника.....	14
1.4. Общие сведения об объекте хранения газа (газоносность) .....	16
2. Технологическая часть .....	18
2.1. Особенности строительства и эксплуатации скважин на ПХГ .....	18
2.2. Анализ эксплуатации газохранилища в период отбора 2017/2018 годах и в сезоне закачки 2018 года.....	21
2.2.1. Анализ результатов отбора газа в сезоне 2017-18гг.....	21
2.2.2. Анализ и оценка динамики суточной .....	24
производительности ПХГ .....	24
2.2.3. Анализ динамики пластового давления в сезоне отбора газа 2017-2018гг.....	24
2.2.4. Оценка эффективности эксплуатации фонда скважин в сезоне отбора 2017-2018гг. по куполу Жаманкоянкулак.....	25
2.2.5. Анализ результатов закачки газа в сезоне 2018г. ....	25
2.2.6. Анализ динамики суточной производительности ПХГ .....	27
2.2.7. Анализ динамики пластового давления в сезоне закачки.....	27
2.2.8. Оценка эффективности работы эксплуатационного фонда.....	29
2.2.9. Анализ динамики компонентного состава газа в сезонах эксплуатации ПХГ 2004-2018 гг. ....	29
2.3. Специальная часть .....	31
2.3.1. Краткий обзор по теме дипломного проекта.....	31
2.3.2. Расчет по теме дипломного проекта. ....	33
3. Экономическая часть .....	38
3.1. Техничко-экономические показатели проекта «Увеличения мощности хранения газа в ПХГ «Бозой».....	38
4. Безопасность и охрана труда.....	42
4.1. Опасные и вредные факторы .....	42
4.2. Мероприятия по безопасности и охране труда .....	43
5. Охрана окружающей среды.....	45
5.1. Охрана атмосферного воздуха.....	45
5.2. Охрана водных ресурсов .....	46
5.3. Охрана земельных ресурсов .....	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	49

## ВВЕДЕНИЕ

ПХГ «Бозой» создано на базе Бозойской группы газовых месторождений (Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак) по трассе магистрального газопровода Бухара-Урал. Газовое месторождение Жаманкоянкулак вступило в разработку в 1969 г., а в 1974 г. оно стало использоваться в качестве подземного хранилища. Газовое месторождение Жаксыкоянкулак введено в разработку в 1968 г., а с 1982 г. началась пробная закачка газа в ПХГ.

Географически ПХГ расположено на плато Устюрт, в полупустынной зоне. Климат резко континентальный. Постоянные поверхностные водотоки отсутствуют. По геоботаническому районированию площадь работ входит в зону пустынь. Почвы района солончаковые и песчаные.

Объект хранения газа приурочен к отложениям кумского горизонта верхнего эоцена. В структурном отношении представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридианального простирания, осложненную двумя сводами: Жаманкоянкулак – юго-западным и Жаксыкоянкулак – северо-восточным, с амплитудами соответственно 40 м и 64 м и размерами по замкнутой изогипсе -230 м соответственно 19,5 км × 9,5 км и 31 км × 12 км.

Характерным для ПХГ является большое количество скважин. Набуренный фонд используется не полностью.

В настоящее время эксплуатация ПХГ проводится по оперативным заданиям АО «Интергаз Центральная Азия». Дальнейшее развитие ПХГ Бозой будет определяться развитием газотранспортной системы как Республики Казахстан, так и ее ближайших соседей – России, Узбекистана, Туркменистана, Китая.

Емкостные характеристики (объемы буферного и активного газа) в целом по ПХГ «Бозой» могут быть оптимизированы исходя из оценок необходимых объемов хранения транзитного газа и условий охраны недр (снижения вероятности перетока газа в вышележащие горизонты).

## **1 Геологическая часть**

### **1.1 Общие сведения**

ПХГ «Бозой» расположено в Актюбинской области Казахстана. Ближайший крупный населенный пункт г. Шалкар находится в 250 км к северу от ПХГ. В непосредственной близости от ПХГ (1,5-2 км) проходит магистральный газопровод Бухара-Урал (рис. 1).

В орографическом отношении площадь представляет собой полого-холмистую равнину, изрезанную балками, со средними отметками рельефа от 116 (ПХГ Жаксыкоянкулак) до 217 м (ПХГ Жаманкоянкулак). Гидрографическая сеть в районе отсутствует. ПХГ «Бозой» расположено в полупустынной местности на плато Устюрт с резким, континентальным климатом, с суровой зимой и жарким летом с небольшим количеством осадков и резкими колебаниями температур. Лето жаркое, сухое. Средняя температура - около +25С, максимальная - +38-+40°С. Зима холодная; средняя температура января составляет 9-10°С, минимальная - опускается до -34°С. Суточное колебание температур в летнее время достигает 18-24°С, годовое колебание температур - 72°С. Годовое количество осадков колеблется в пределах от 112 до 287 мм. Среднегодовое количество осадков составляет 190 мм в год. Основное количество осадков выпадает в весенний (март-апрель) и осенний (август-октябрь) периоды. Средняя мощность снежного покрова 0,1-0,2 м. Для района характерны постоянно дующие ветры различного сезонного направления. Летом ветра в основном юго-западного направления, зимой - северные и восточные, иногда бывают сильные бураны. Относительная влажность воздуха колеблется в пределах 30-88%.

По геоботаническому районированию площадь работ входит в зону пустынь. Почвы района солончаковые и песчаные. Суровые климатические условия обусловили бедность животного и растительного мира.

Район ПХГ «Бозой» относится к категории необжитых, с низкой плотностью населения. Поселок компрессорной станции № 10, находящейся на трассе газопровода Бухара - Урал удален от ПХГ на расстояние 10-15 км к северо-востоку.



## 1.2 Стратиграфия

ПХГ Жаманкоянкулак расположено в пределах Туранской плиты, Северо-Устюртского бассейна, на Бозойском поднятии, в пределах которого наиболее древними отложениями являются породы верхнепалеозойско-триасового комплекса, мощность которых в Северо-Устюртском прогибе достигает 4 км.

Наиболее полный разрез складчатого фундамента и платформенного чехла в прилегающих к ПХГ Жаманкоянкулак районах вскрыт опорными скважинами (Устюртской, Куландинской, Теренкудукской и Байтерекской) и разведочными скважинами на Чушкакульской антиклинали. Этими скважинами изучены пермотриасовые, юрские, меловые, палеогеновые и неогеновые отложения.

Платформенный чехол мощностью до 4 км сложен терригенными, а в верхней части карбонатными отложениями юры, терригенными и карбонатными породами мела, палеогена и неогена.

В разрезе Северо-Устюртского бассейна установлены два нефтегазовых комплекса – палеогеновый и средневерхнеюрский. С палеогеновым комплексом связаны залежи (Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак) Бозойского месторождения. Продуктивные горизонты приурочены к верхней части кумского горизонта верхнего эоцена и представлены песчано-алевритовыми породами. Нефтегазоносность верхнеюрского комплекса доказана на месторождении Каракудук, где продуктивные горизонты, приуроченные к келловейскому ярусу, сложены переслаиванием глин, алевролитов и песчаников.

Мощность юрских отложений в пределах площади по данным геофизических исследований составляет 1300-1720 м.

Максимальная толщина меловых отложений на площади Жаманкоянкулак по данным геофизических исследований составляет 1600 м. Толщина этих отложений увеличивается с северо-востока на юго-запад.

Отложения меловой системы представлены обоими отделами; литологически отложения представлены пестроцветными алевролитами, песчаниками и аргиллитами, глинами, встречаются пропластки силицитовых пород.

На площади Жаманкоянкулак наиболее полно изучены палеогеновые и неогеновые отложения. Сводный геолого-геофизический разрез палеогеновых и неогеновых отложений представлен на рисунке 2.

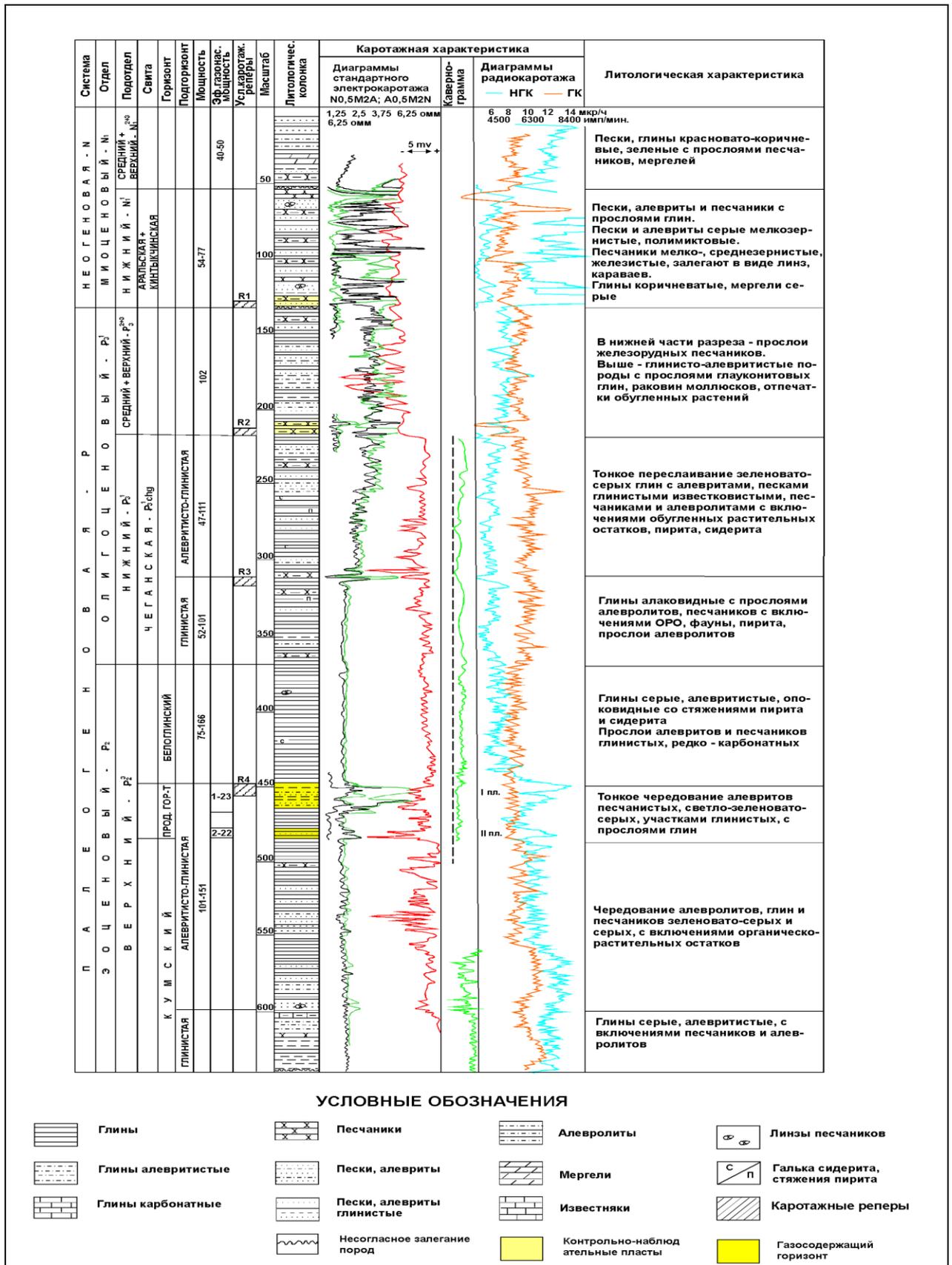


Рисунок 2 – Сводный литолого-стратиграфический разрез ПХГ Бозой

### 1.3 Тектоника

В тектоническом плане ПХГ Жаманкоянкулак находится в пределах Туранской плиты, Северо-Устюрского бассейна, в зоне Базайско-Аккулаковской зоны поднятий.

Северо-Устюрский самостоятельный газонефтеносный бассейн занимает Устюрскую синеклизу, которая с севера ограничена Прикаспийской синеклизой, с северо-востока – Примугоджарским и Челкарским прогибами, с востока Арало-Кызылкумской зоной поднятий, с юга - Мангышлакско-Центрально-Устюрской системой поднятий, а на западе – раскрывается в акваторию Каспийского моря (рисунок 3).

В пределах Северо-Устюрского самостоятельного нефтегазоносного бассейна выделяется пять нефтегазоносных района: три нефтегазоносных (Бузачинский, Арыстановский и Чумышты-Базайский), один газonosный (Мынсуалмасский), один газонефтеносный (Аламбекский).

Чумышты-Базайский нефтегазоносный район приурочен к Базайско-Аккулаковской зоне поднятий. В пределах данной зоны поднятий в палеогеновых отложениях было открыто месторождение Бозой, на базе которого было создано ПХГ «Бозой».

Наиболее четко все структурные элементы Бозойского поднятия выражены по III опорному отражающему горизонту (подошва неокома). Глубина залегания подошвы меловых отложений в сводовой части Бозойского поднятия составляют минус 2000-2200 м, а в районе Кашкаратинской мульды достигает минус 3000 м. Следовательно, амплитуда поднятия по поверхности юрских отложений относительно Кашкаратинской мульды достигает 800-1000 м, а самого поднятия 200-250 м. Углы падения пород в сводовой части поднятия не превышают 2°, а на крыльях наклон составляет 60-80 м на 1 км или 3°30' – 4°40'.

На структурной карте по III отражающему горизонту в пределах Бозойского поднятия с севера на юг выделяется несколько небольших самостоятельных брахиантиклинальных структур: Кемсенмола, Тюбе, Жаксыкоянкулак, Жаманкоянкулак, Жарсай. Амплитуды отдельных брахиантиклиналей по отношению к разделяющим их седловинам не превышают 100-200 м. Размеры указанных поднятий в пределах замкнутых изогипс составляют: Тюбе – 6,5 × 2,5 км; Жаксыкоянкулак – 8 × 4 км; Жаманкоянкулак – 3 × 5 км; Жарсай – 2 × 3 км.

Общие размеры Бозойского поднятия по изогипсу –2250 м составляют: по длинной оси около 50 км; ширина изменяется от 5 км в южной части, до 12 км в северной части (рисунок 3).

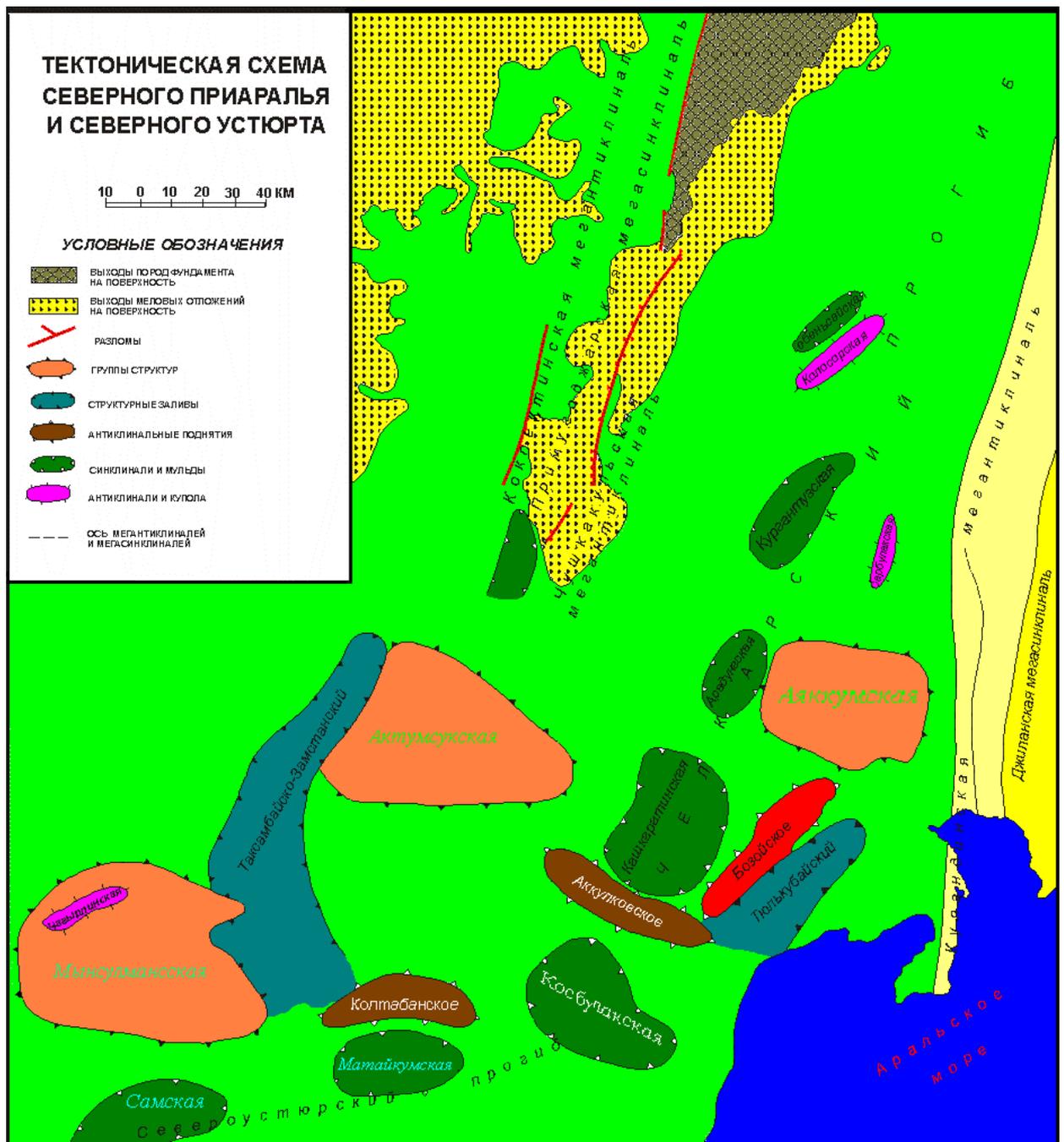


Рисунок 3 – Тектоническая схема северного Приаралья и Северного Устюрта

Свод структуры Жаманкоянкулак расположен в районе скважин 16р, 13р, 11р, 10р, 2р, 7г и оконтуривается изогипсой –195 м. Свод структуры является пологим, углы падения не превышают 30'. Южная периклиналь структуры - более пологая и замыкается изогипсой минус 230 м. Амплитуда структуры Жаманкоянкулак составляет 40 м. Размеры структуры в пределах изогипсы – 230 м, составляет 20 × 8,5 км.

Структура Жаксыкоянкулак несколько поднята по сравнению с Жаманкоянкулак и представляет собой антиклинальную складку меридионального простирания, осложненную рядом самостоятельных куполов,

оконтуренных единой изогипсой –230 м. Максимальная амплитуда в пределах этой изогипсы – 60 м. Размер структуры 31 × 12 км. Купола в районе скважин 60Р и 2Г, оконтуриваются изогипсой –185 м; в районе скважин 11Г, 1Г, 49Р, 56Р, 58Р - изогипсой –180 м; в районе скважин 30Г, 29Г, 31Р, 35Р, 48Р и изогипсой -175 м в районе скважины 37Р.

Таким образом, Бозойское поднятие имеет субмеридианальное простирание и по кровле кумских отложений верхнего эоцена состоит из двух крупных брахиантиклинальных структур, осложненных в свою очередь рядом более мелких куполовидных структур. Наблюдается погружение поднятия в юго-западном направлении. Размеры Бозойского поднятия 60 × 12-15 км.

#### **1.4 Общие сведения об объекте хранения газа (газоносность)**

Газоносность кумского горизонта верхнего эоцена Бозойского поднятия была установлена в 1964 г. Промышленный приток был получен в скважине Г-9. Месторождение представлено брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания с двумя сводами юго-западным – Жаманкоянкулак и северо-восточным – Жаксыкоянкулак. Амплитуда их соответственно 40 и 64 м.

Продуктивный горизонт залегает в кровле алевроито-глинистых отложений кумской свиты. Вышележащие образования белоглинской свиты совместно с породами нижнего олигоцена служат покрывкой для залежи. Горизонт состоит из двух пачек (I и II), представленных чередованием пластов разнозернистых песков, песчаников (толщиной 1-27 м), алевролитистых глин и алевролитов. Продуктивные пачки разделены прослоями глин толщиной 10-19 м. Открытая пористость коллекторов 27,5-37 %, проницаемость 0,169-0,725 мкм<sup>2</sup>. Газовые залежи обоих поднятий пластовые сводовые.

Верхняя продуктивная пачка I является основным газосодержащим объектом поднятия Жаманкоянкулак. Эффективная толщина порового коллектора 2,7-9,7 м. В пределах поднятия Жаксыкоянкулак эффективная толщина пачки 10,8-3,7 м. Для газоносной пачки II эти величины находятся в пределах 0,6-5,5 м. Коэффициент газонасыщенности 0,74-0,77. Этаж газоносности Жаманкоянкулакской залежи в пределах ее северо-западного крыла 27 м, юго-восточного – 58 м; для Жаксыкоянкулакской залежи соответственно 35-36 и 55 м. Пластовые давление и температура в пределах поднятий Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак в пачках I и II находятся в пределах соответственно 3,36-3,41 МПа и 25,0°С.

Эксплуатационные дебиты по скважинам изменяются от 47,2 до 51 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Абсолютно свободный дебит газа при совместном испытании пачек I и II достигал 186-366 тыс.м<sup>3</sup>/сут в пределах Жаксыкоянкулакского поднятия и 250-591 тыс.м<sup>3</sup>/сут на площади Жаманкоянкулак.

Газ в залежах сухой, с содержанием метана 93-96 %, азота 3,4-4,7 %, углекислого газа 1,26 %.

Пластовые воды хлоридно-кальциевого типа, минерализация их 53-82 г/л. Режим залежи упруговодонапорный.

По результатам разведочного бурения на ПХГ Жаманкоянкулак абсолютная отметка ГВК на северо-западном крыле структуры составляет минус 217,6 м (скв. К-52), в южном направлении происходит погружение плоскости ГВК до минус 226, 7 м (скв. К-75), а в юго-восточном – до отметки минус 250,4 м (скв. К-66). Таким образом, максимальный перепад отметок ГВК составляет 32,8 м.

Газовая залежь ПХГ Жаксыкоянкулак расположена гипсометрически на 20-25 м выше месторождения Жаманкоянкулак и отделена от него пологой седловиной в районе скважин К-34, К-110, 236, 237, 238.

Для газовой залежи ПХГ Жаксыкоянкулак характерно наличие обширной водоплавающей зоны. Сухое поле занимает лишь центральную часть залежи.

В 1972 году Уфимским нефтяным институтом проведен подсчет запасов газа месторождения Бозой объемным методом и методом по падению давления. Запасы газа месторождений Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак утверждены в ГКЗ и составили соответственно 11,785 и 12,248 млрд. м<sup>3</sup>.

С 1974 г. месторождение Жаманкоянкулак преобразовалось в подземное хранилище газа, а с 1975 г. месторождение Жаксыкоянкулак стало эксплуатироваться в режиме регулятора, и с 1983 г. – в режиме ПХГ. Разбуривание ПХГ «Бозой» завершено в 1991 г.

Продуктивный пласт-коллектор залегает на глубинах 300-450 м и приурочен к верхней части кумских отложений верхнего эоцена. Литологически горизонт представлен алевритами, часто чередующимися с алевритовыми глинами, встречаются прослои алевролитов, а в кровельной части - мелкозернистого песчаника. Выделение коллекторов и подсчет суммарных эффективных мощностей достаточно труден. Газовый горизонт представляет систему часто чередующихся макро и микропрослоев алевритов и глин.

## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Особенности строительства и эксплуатации скважин на ПХГ**

Подземные хранилища газа (далее – ПХГ) предназначены для регулирования неравномерности газопотребления, связанной с сезонными колебаниями спроса на газовое топливо, а также для образования в основных газопотребляющих районах резервных запасов для поддержания стабильности межгосударственных и экспортных поставок газа.

ПХГ создаются в истощенных газовых и нефтяных залежах, водоносных горизонтах, соляных кавернах и др.

Техническое обустройство газохранилища обеспечивает бесперебойное функционирование технологической системы по приемке транспортируемого газа и предварительной его подготовке, компримированию и охлаждению, очистке, распределению по эксплуатационным скважинам, хранению под избыточным давлением, отбору, одно- или многоступенчатой сепарации, редуцированию, осушке и подаче газа в газопровод.

Подземные хранилища газа включают:

- комплекс производственных зданий и крупногабаритных установок; один или несколько цехов газоперекачивающих агрегатов;
- газовый промысел с газосборными пунктами, установками подготовки газа, распределительными, измерительными и регулирующими устройствами, комплекс скважин с подземным и устьевым оборудованием;
- газотранспортный узел с участком магистрального и внутрипромысловыми трубопроводами;
- системы автоматического контроля, защиты и управления;
- автотранспортное, отопительное, химреагентное и другие вспомогательные хозяйства.

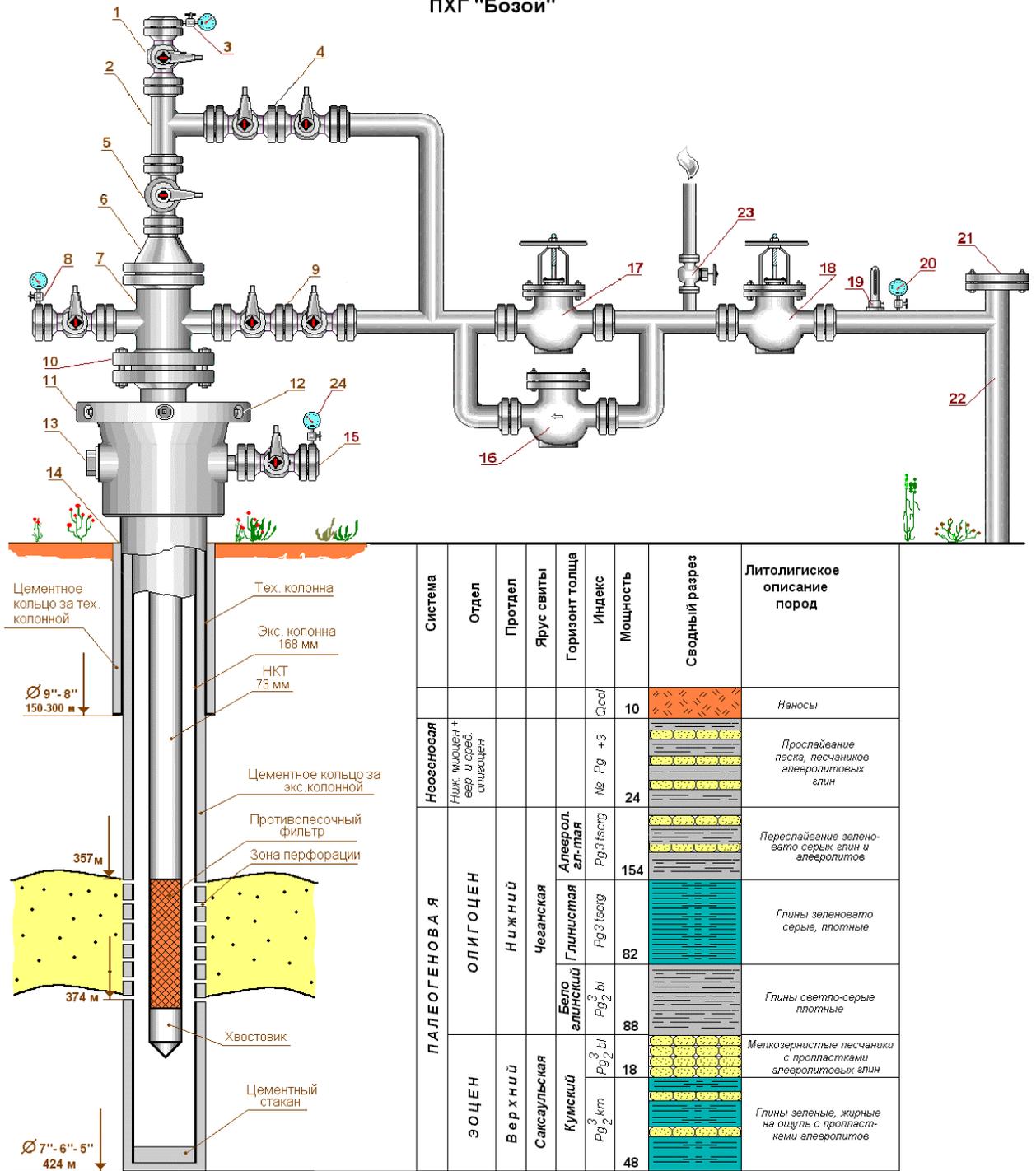
Закачка, отбор, охлаждение, сепарация и осушка газа, вспомогательные операции, связанные с обеспечением основных технологических параметров (контроль и наблюдения, специальные промысловые газодинамические и геофизические исследования, сброс промстоков и т.д.), проводятся в соответствии с действующими Правилами создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах, регламентирующими документам, разработанными применительно к данному газохранилищу, правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности и утвержденными технологическими проектами газохранилищ.

Основные особенности действующих в настоящее время ПХГ (геолого-промысловые и технологические):

- глубина залегания пласта-коллектора до 2000 м, в отдельных случаях возможно создание хранилищ на глубине до 4000 м;

- начальные коэффициенты аномальности пластовых давлений от 0,2 до 1,2;
- коэффициент аномальности максимальных давлений в хранилищах следует определять в зависимости от геологических условий структуры ПХГ;
- пластовые температуры в объектах хранения и по стволу скважин обычно составляют 8 - 35 °С и в отдельных случаях могут достигать 80 - 90 °С;
- устьевые температуры при отборе и закачке газа колеблются в пределах 4 - 75 °С;
- дебиты скважин изменяются от 20 до 1500 тыс.м<sup>3</sup>/сут.;
- устьевые давления при отборе и закачке газа колеблются в пределах от 1,5 - 2,0 до 18,0 МПа;
- строительство скважин проводится в различных геологических условиях, в том числе при наличии в разрезе зон с осложнениями (поглощениями, газопроявлениями, коррозионно-опасными зонами и др.) и питьевых водоносных горизонтов;
- практика эксплуатации ПХГ показала, что возможен вынос песка даже при наличии устойчивых пластов-коллекторов;
- терригенные пласты-коллекторы склонны к разрушению даже при незначительных депрессиях;
- строительство скважин обычно проводится вблизи застроенной территории при небольших расстояниях между скважинами;
- конструкция скважин должна обеспечивать пакерную схему эксплуатации;
- на ряде объектов предусматривается ввод в скважину ингибиторов гидратообразования и коррозии;
- современное состояние методов борьбы с гидратообразованием, солеобразованием, разрушением пласта и фильтра, износом НКТ и устьевого оборудования определяет необходимость периодического проведения капитальных ремонтов скважин.

**КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН  
ПХГ "Бозой"**



**Условные обозначения:**

1	Буферный кран	11	Колонная головка	22	Шлейф (150-148 мм)
2	Тройник	12	Стопорный болт	23	Задвижка свечной линии (ДУ50)
3	Буферный манометр (Ртр.)	13	Пробка колонной головки	24	Манометр (Рмк)
4	Трубные краны	14	Кондуктор		
5	Центральный кран	15	Межколонный кран (Рмк)		
6	Подвесной фланец	16	Обратный клапан		
7	Крестовина	17-18	Задвижки (150 мм)		
8	Манометр (Рзт.)	19	Термокарман (Туст.)		
9	Затрубные краны	20	Манометр (Руст.)		
10	Обратный фланец	21	Колпак шлейфа		

**Рисунок 4 – Конструкция скважин на ПХГ «Бозой».**

## **2.2 Анализ эксплуатации газохранилища в период отбора 2017/2018 годах и в сезоне закачки 2018 года**

### **2.2.1 Анализ результатов отбора газа в сезоне 2017-18гг.**

В рамках выполнения данного пункта был проведен:

- анализ динамики суточной производительности как ПХГ в целом, так и каждого из подключенных к эксплуатации СП;
- анализ динамики пластового давления газа;
- оценка эффективности эксплуатации фонда скважин в сезоне отбора 2017-18гг по куполу Жаманкоянкулак.

Ниже приведены результаты проведенного анализа по каждому из обозначенных пунктов.

Отбор газа в сезоне 2017-18гг был начат 10 октября 2017 года и окончен 18 марта 2018 года, фактически отбор продолжался в течение 160 календарных дней. По данным служб ПХГ Бозой, за сезон было отобрано 1539,483 млн.м<sup>3</sup> газа. Максимальная суточная производительность отмечена 11 декабря 2017 года и составила 13,997 млн.м<sup>3</sup>. Максимальное количество скважин, подключенных к отбору, составило 195 единиц.

Пластовое давление на момент начала отбора составляло 33,8-34,1 кгс\см<sup>2</sup>, на конец отбора - 27,8 кгс\см<sup>2</sup>.

На таблице 1 и на рисунке 5 приведено сопоставление динамики суточной производительности ПХГ и количества подключенных скважин в сезоне отбора газа 2017-18гг.

Таблица 1 – Средние показатели эксплуатации ПХГ в период отбора газа 2017-18 года (по месяцам).

Месяц		Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март
СП-2	Суток в работе	22	30	31	31	28	18
	Ср. кол-во подключенных скважин	58	59	59	54	56	56
	Среднесуточная производительность по СП	1615	2720	4193	3702	3814	2755
	Объем отбора за интервал	35529	81610	129987	114757	106781	49594
СП-3	Суток в работе	14	30	31	31	28	18
	Ср. кол-во подключенных скважин	48	53	52	49	51	50
	Среднесуточная производительность по СП	1317	1845	2799	2837	2690	2038
	Объем отбора за интервал	18433	55351	86762	87933	75308	36676
СП-5	Суток в работе	22	30	31	31	28	18
	Ср. кол-во подключенных скважин	55	61	62	59	61	59
	Среднесуточная производительность по СП	1475	2604	4037	3926	4245	2682
	Объем отбора за интервал	32439	78125	125150	121719	118853	48284
СП-7	Суток в работе	8	30	31	31	28	18
	Ср. кол-во подключенных скважин	16	16	16	16	16	16
	Среднесуточная производительность по СП	480	797	1099	1013	1021	800
	Объем отбора за интервал	3841	23899	34058	31406	28589	14399
По ПХГ в целом	Ср. кол-во подключенных скважин	146	190	188	177	183	181
	Среднесуточная производительность	4102	7966	12128	11478	11769	8275
	Объем отбора за интервал	90242	238985	375957	355815	329531	148953

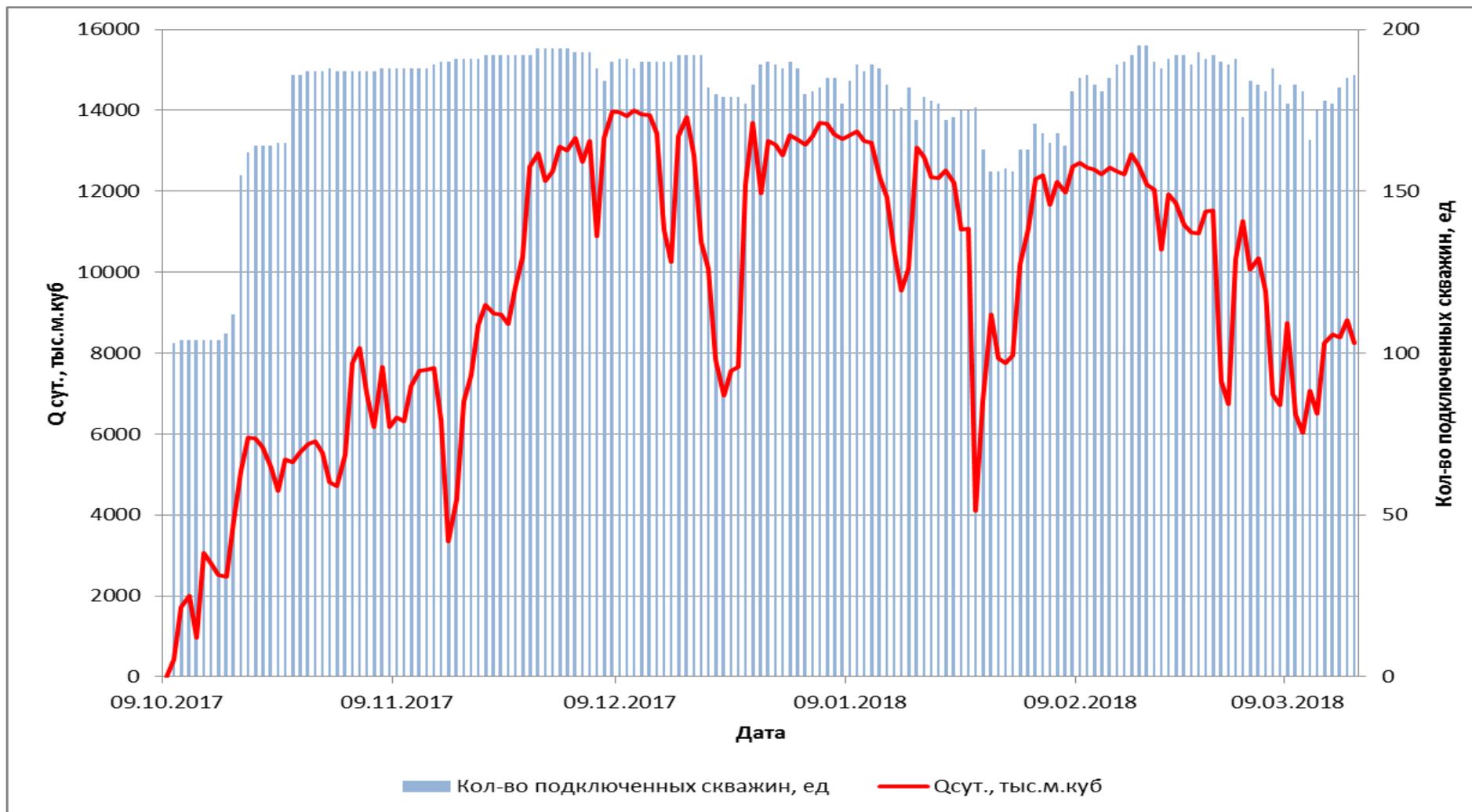


Рисунок 5 – Сопоставление динамики суточной производительности ПХГ и количества подключенных скважин в сезоне отбора газа 2017-2018гг.

## 2.2.2 Анализ и оценка динамики суточной производительности ПХГ

В период отбора газа к эксплуатации подключались скважины СП-2, СП-3, СП-5 и СП-7 купола Жаманкоянкулак. В таблице 1 приведены средние показатели эксплуатации ПХГ в рассматриваемый период (по месяцам).

Как видно из представленной таблицы, количество скважин по СП в период основного отбора газа (ноябрь – февраль) практически не изменяется.

Максимальная среднесуточная производительность (как и в предыдущие сезоны) отмечается по скважинам СП-2 и СП-5, что связано с расположением скважин в районе с максимальными мощностями пласта-коллектора и высоким пластовым давлением.

## 2.2.3 Анализ динамики пластового давления в сезоне отбора газа 2017-2018гг.

На рисунке 6 приведен график динамики в зависимости от нарастающего отбора газа в сезоне 2017-18гг. Как видно из приведенного графика, снижение давления происходит линейно, что отражает газовый режим работы залежи.

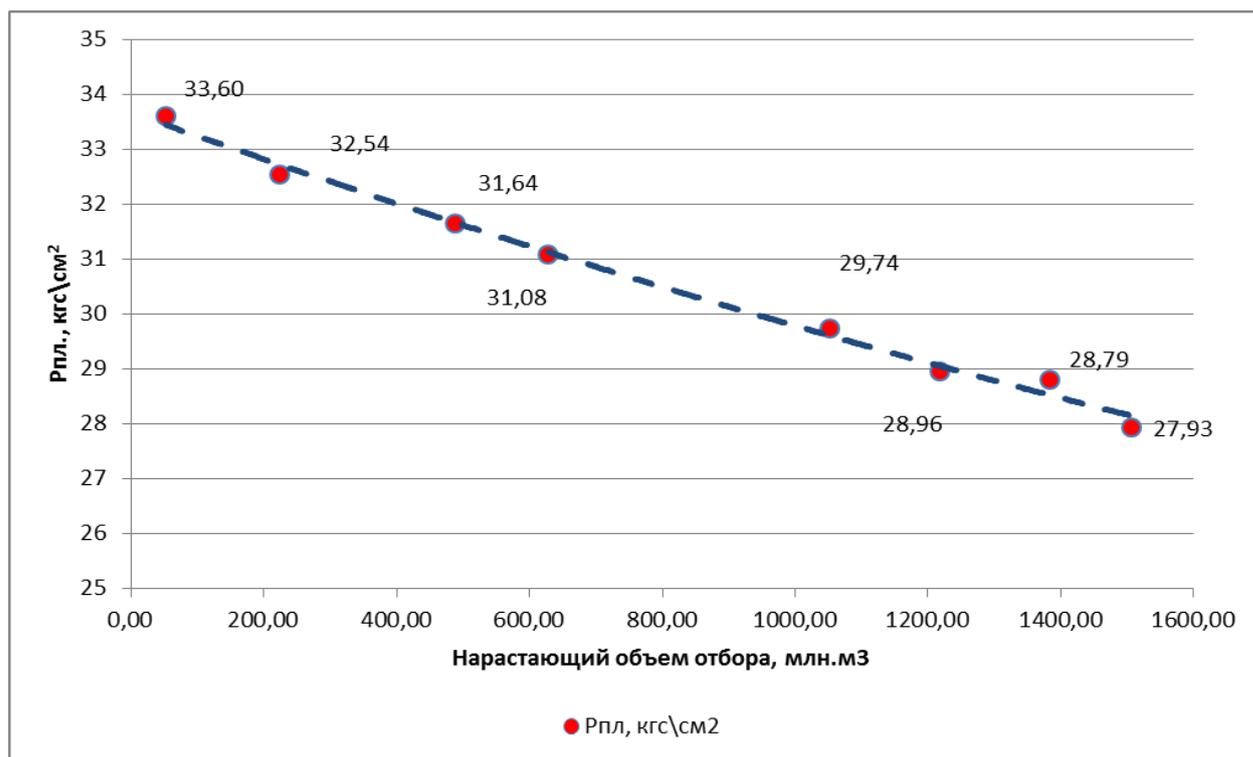


Рисунок 6 – Динамика пластового давления в зависимости от нарастающего объема отбора газа в сезоне 2017-18гг.

## 2.2.4 Оценка эффективности эксплуатации фонда скважин в сезоне отбора 2017-2018гг. по куполу Жаманкоянкулак

Как было сказано выше в сезоне отбора газа к эксплуатации подключались скважины всех сборных пунктов купола Жаманкоянкулак. В таблице 2 приведены данные о эффективности работы скважин от суммарного времени сезона отбора газа. При расчете было принято следующее:

- на начальный период времени отбора (время вывода ПХГ на режим) скважинам присваивался индекс эффективности эксплуатации 100% за исключением скважин, выведенных из эксплуатации по техническим либо технологическим причинам;

- в случае вывода скважины в плановый капитальный ремонт время его проведения не учитывалось как простой скважины;

- основным критерием снижения времени работы скважины являлось наличие гидратных пробок по шлейфам и устьям скважин.

В целом по ПХГ эффективность эксплуатации фонда скважин высокая и составляет 91%.

В таблице приведены статистические данные о распределении эффективности эксплуатации фонда скважин по СП.

Таблица 2 – Характеристика эффективности эксплуатации фонда скважин купола Жаманкоянкулак в сезоне отбора газа 2017-18гг.

Параметр эффективности эксплуатации	№ СП				Общее кол-во	Общий % от подключенного фонда
	СП-2	СП-3	СП-5	СП-7		
Свыше 95%	35	14	37	0	86	43
От 75 до 95%	22	37	25	16	100	51
От 50 до 75%	4	2	2	0	8	4
От 25 до 50%	2	1	0	0	3	<2
Менее 25%	0	1	0	0	1	<1
Всего скважин подключенных к отбору	63	55	64	16	198	

## 2.2.5 Анализ результатов закачки газа в сезоне 2018г.

В рамках анализа результатов закачки газа выполнено следующее:

- анализ динамики суточной производительности ПХГ в сезоне;
- анализ динамики пластового давления в сезоне закачки;
- оценка эффективности работы эксплуатационного фонда.

Закачка газа в сезоне 2018 года осуществлялась в период с 13 апреля по 17 октября 2018 года. Всего по данным ПХГ было закачено 669,538 млн м<sup>3</sup> газа. Активный объем на конец закачки оценивался в 1884,66 млн.м<sup>3</sup> газа.

В апреле-мае к закачке подключались все СП. 10 июня в связи с капитальным ремонтом промплощадки было отключено СП-7, а с 1 июня – СП-3 по той же причине.

В период закачки отмечались кратковременные остановки ПХГ 23 апреля, 17 мая, в июне – с 3 по 7, 12, с 14 по 17, с 24 по 30 числа; в июле в течение всего календарного месяца; в августе с 1 по 14, с 18 по 21 и с 26 по 29 число; в октябре 3 и 9 числа.

Максимальная суточная производительность в сезоне была 26 апреля 2018 года и составила 9,628 млн.м<sup>3</sup> при 163 подключенных скважинах.

Суммарное время работы ПХГ в сезоне закачки составило 112 календарных дней. На рисунке приведен график суточной производительности ПХГ и динамики количества подключенных скважин в сезоне закачки 2018 года.

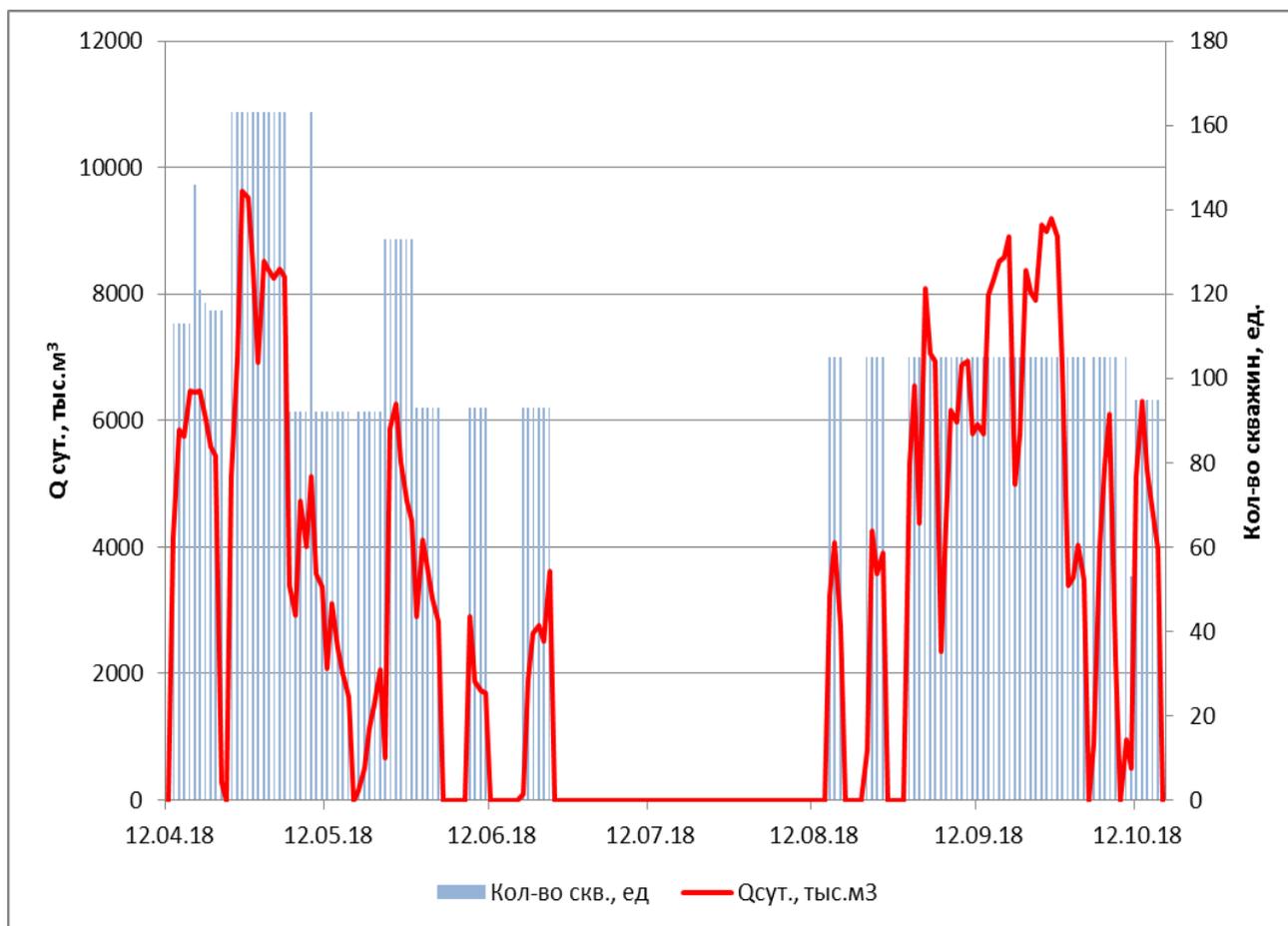


Рисунок 7 - График суточной производительности купола Жаманкоянкулак ПХГ Бозой и динамики количества подключенных скважин в сезоне закачки 2018 г.

## 2.2.6 Анализ динамики суточной производительности ПХГ

На рисунке 8 приведен график суточной производительности ПХГ с долевым участием каждого СП.

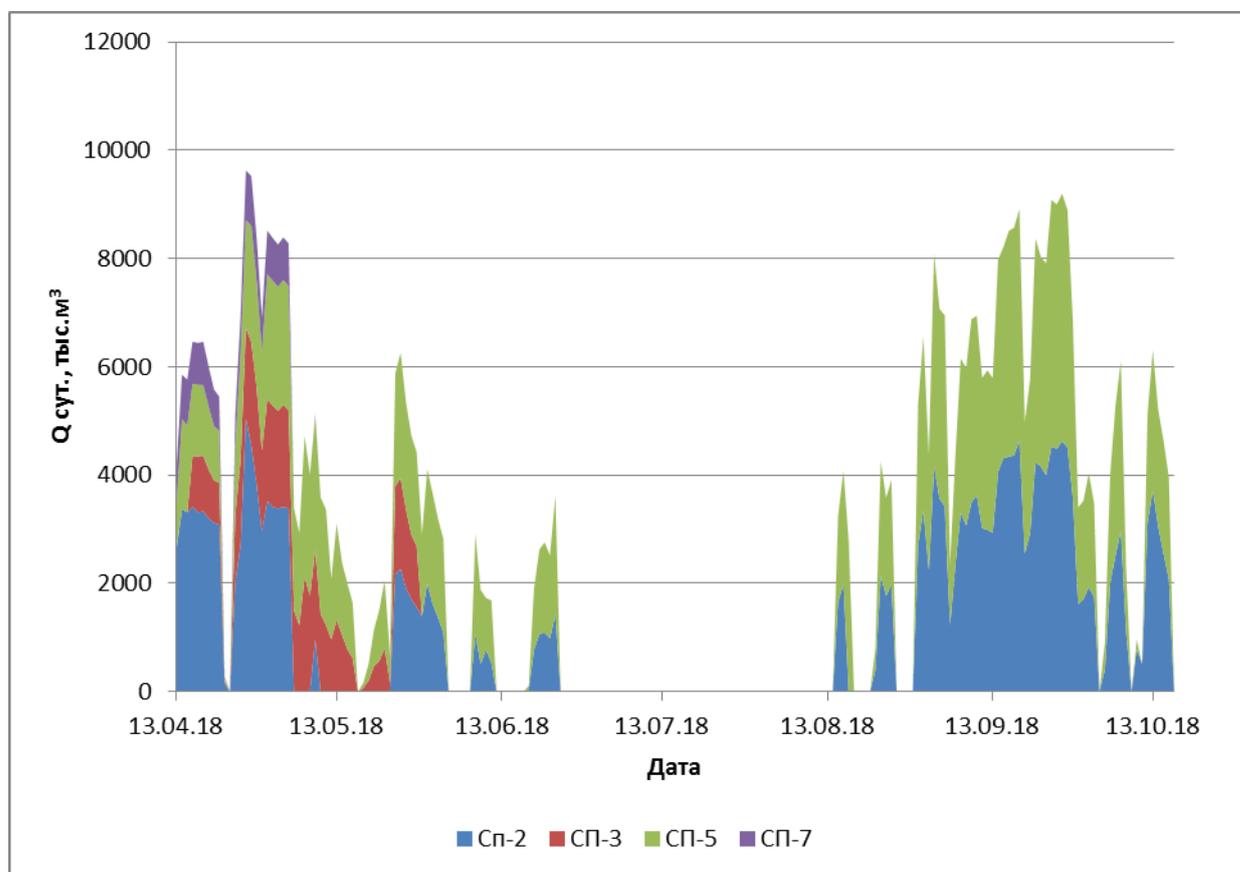


Рисунок 8- График суточной производительности скважин купола Жаманкоянкулак ПХГ «Бозой» в сезоне закачки газа 2018г. с разделением по СП.

Как видно из приведенного графика, на начальной стадии закачки газа основной объем был закачан по скважинам 2 и 5 СП. После отключения СП-2 объем закачанного газа распределился между СП-2 и СП-5 практически поровну.

## 2.2.7 Анализ динамики пластового давления в сезоне закачки

Как видно из представленных карт, в связи с малым темпом закачки газа и задействованием в закачку только части фонда, после закачки 250 млн.м<sup>3</sup> фиксируются не расформировавшиеся депрессионные воронки в районе расположения скважин СП-3, СП-7 и частично СП-5.

Основной район закачки газа – поле СП-2, где и фиксируется рост пластового давления по мере увеличения объема закачки. На момент окончания сезона закачки именно район скважин СП-2 характеризуется повышенным пластовым давлением, равно как и юго-восточное крыло структуры (поле СП-5)

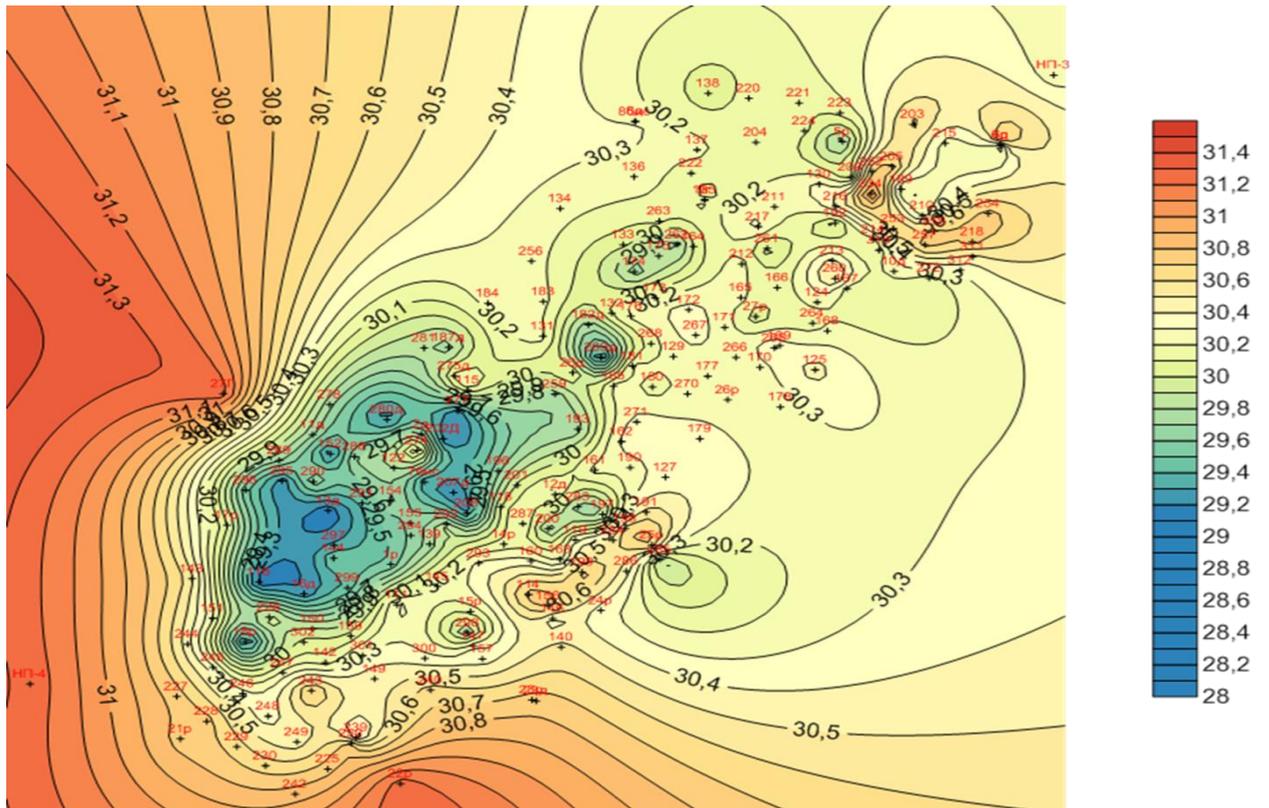


Рисунок 9 - Карта изобар на 09.07.2018 года (закачано 250,204 млн.м3 газа)

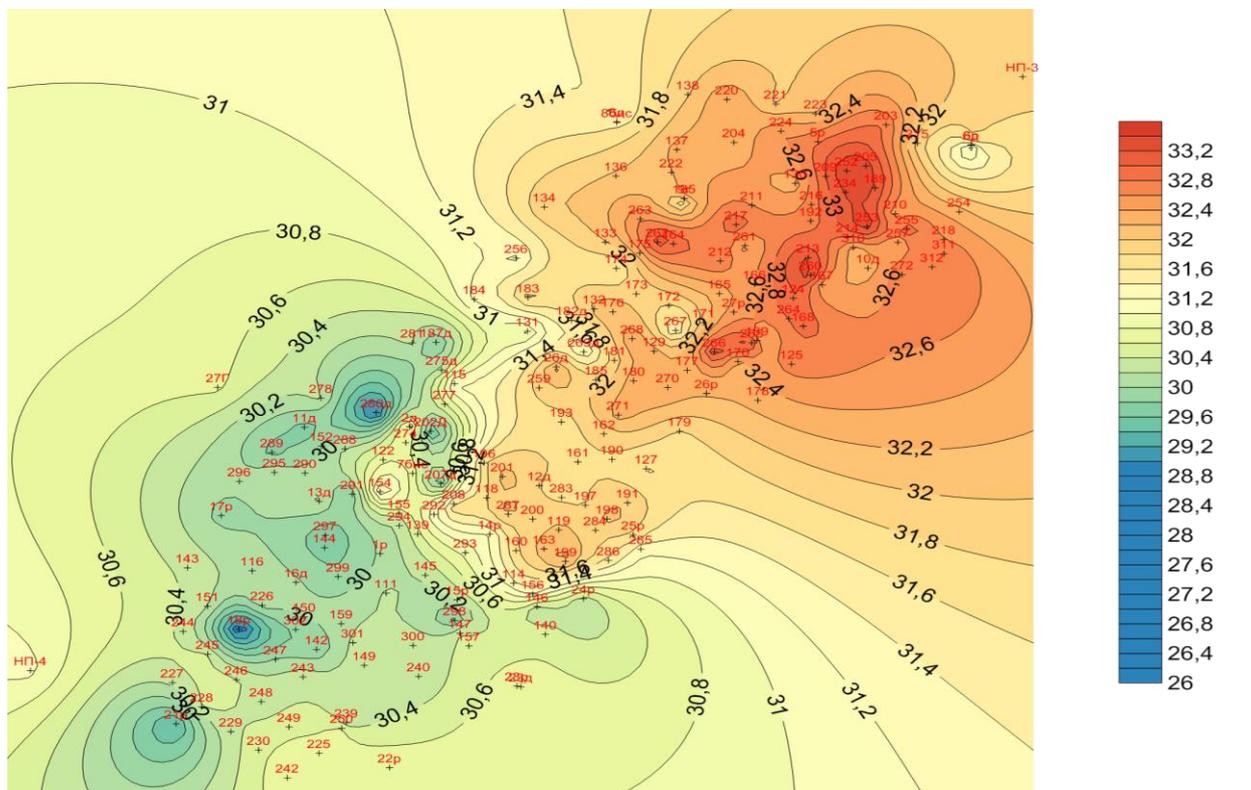


Рисунок 10 - Карта изобар на 09.07.2018 года (закачано 541,377 млн.м3 газа)

## 2.2.8 Оценка эффективности работы эксплуатационного фонда

По результатам закачки газа в сезоне 2018 года дать объективную оценку эффективности эксплуатации фонда скважин представляется затруднительным по ряду объективных причин:

- закачка газа велась крайне неравномерно, ПХГ в мае, июне и августе отключалось полностью на 1-2 дня, после чего закачка возобновлялась;
- фактически скважины на режим стабильной работы не выходили, колебания суточной производительности достигали  $\pm 6$  млн. м<sup>3</sup>;
- скважины СП-7 и СП-2 практически не участвовали в закачке в связи с проведением капремонта промплощадок, если оценивать их эффективность как показатель времени работы скважины от общего времени сезона закачки, то эта величина не превысит 25%.

## 2.2.9 Анализ динамики компонентного состава газа в сезонах эксплуатации ПХГ 2004-2018 гг.

По материалам исследований состава газ при эксплуатации месторождения Бозой (купол Жаманкоянкулак) был следующий - метан 95 %, ТУ не более 0,2 %, гелий 0,04 %, аргон 0,05 %, углекислый газ до 1,4 %.

Среднекомпонентный состав закачиваемого и отбираемого газа в период 2004-2018 года представлен в таблице 3. Из таблицы 3 видно, что, начиная с 2006 года, прослеживается разница в компонентном составе между закачиваемым и отбираемым газом, особенно в объемном содержании метана (рисунки 11-12).

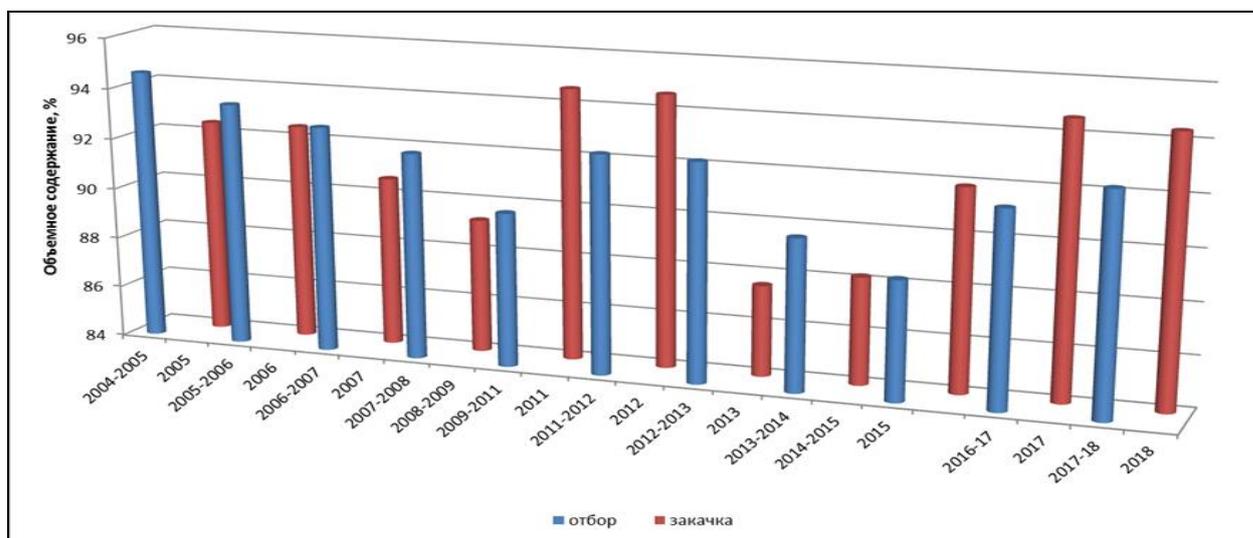


Рисунок 11 – Динамика объемного содержания метана в циклах эксплуатации ПХГ «Бозой» (купол Жаманкоянкулак) в период 2004-2018 гг.

Таблица 3. - Динамика среднего компонентного состава газа закачки и отбора в сезонах эксплуатации ПХГ 2004-2018 гг.

	Компонентный состав					
	Метан	Этан	С <sub>3</sub> <sup>+</sup> и выше	Азот	Двуокись углерода	Кислород
Отбор 2004-2005	94,6	2,21	0,87	1,55	0,76	0,01
Закачка 2005	92,42	3,97	1,79	1,14	0,66	0,02
Отбор 2005-2006	93,55	2,79	1,14	1,63	0,88	0,01
Закачка 2006	92,48	3,72	1,7	1,27	0,83	0
Отбор 2006-2007	92,88	3,43	1,52	1,26	0,91	0
Закачка 2007	90,64	4,65	2,69	1,38	0,64	0
Отбор 2007-2008	92,1	3,8	1,96	1,38	0,76	0
Закачка 2008-2009	89,25	5,43	2,98	1,97	0,38	0
Отбор 2009-2011	90,04	5,08	2,48	2,04	0,33	0,01
Закачка 2011	94,63	2,05	0,8	2,26	0,26	0
Отбор 2011-2012	92,57	3,36	1,6	1,34	1,15	0,01
Закачка 2012	94,63	2,01	0,78	2,41	0,16	0,01
Отбор 2012-2013	92,54	3,47	1,34	1,19	1,47	0
Закачка 2013	87,56	6,8	3,08	2,47	0,04	0,04
Отбор 2013-2014	89,94	5,32	2,42	1,99	0,3	0,01
Закачка 2014-15	88,20	6,29	2,95	2,48	0,04	0,01
Отбор 2015	88,67	6,03	2,71	2,42	0,12	0,01
Закачка 2015	91,88	3,63	1,73	2,55	0,16	0,02
Отбор 2016	90,04	5,08	2,48	2,04	0,33	0,01
Закачка 2016	92,54	3,47	1,34	1,19	1,47	0
Отбор 2016-2017	92,57	3,36	1,6	1,34	1,15	0,01
Закачка 2017	94,63	2,01	0,78	2,41	0,16	0,01
Отбор 2017-2018	93,23	3,01	0,78	2,41	0,16	0,01
Закачка 2018	94,02	2,01	0,78	2	0,16	0,01

Так же отмечается и изменение компонентного состава газа в пределах одного цикла эксплуатации ПХГ. Диаграмма динамики компонентного состава газа за рассматриваемый период (2004-2018гг) приведена на рисунке 12.

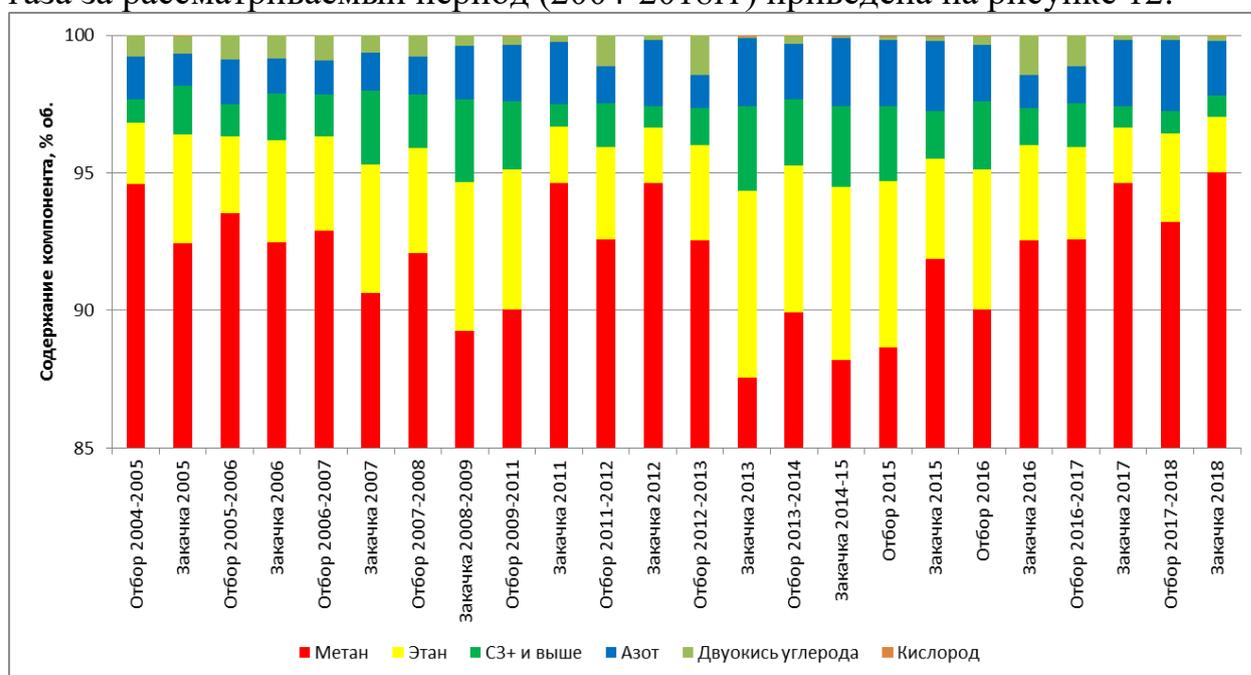


Рисунок 12 – Динамика среднего компонентного состава газа в циклах эксплуатации ПХГ «Бозой» (купол Жаманкоянжулак) в период 2004-2018гг.

Анализируя представленную диаграмму можно сделать следующие выводы:

- в период отбора газа 2017-18 года содержание метана, этана, пропана и азота сопоставимо с содержанием в составе газа закачки;
- плотность газа отбора 2017-18 года практически совпадает с плотностью газа закачки 2017года;
- состав газа закачки 2018 года по своему компонентному составу и объемному содержанию метана отличается от состава газа предыдущих сезонов закачки – средняя объемная концентрация метана составляет свыше 92 %.

## **2.3 Специальная часть**

### **2.3.1 Краткий обзор по теме дипломного проекта.**

**Выводы по результатам анализа эксплуатации газохранилища в период отбора 2017/2018 гг. и период сезона закачки 2018 года.**

#### **По результатам анализа эксплуатации ПХГ в сезоне отбора газа.**

Отбор газа в сезоне 2017-18гг был начат 10 октября 2017 года и окончен 18 марта 2018 года, фактически отбор продолжался в течение 160 календарных дней. По данным служб ПХГ Бозой, за сезон было отобрано 1539,483 млн. м<sup>3</sup> газа. Максимальная суточная производительность отмечена 11 декабря 2017 года и составила 13,997 млн. м<sup>3</sup>. Максимальное количество скважин, подключенных к отбору составило 195 единиц. Пластовое давление на момент начала отбора составляло 33,8-34,1 кгс\см<sup>2</sup>, на конец отбора - 27,8 кгс\см<sup>2</sup>.

На основании анализа динамики суточной производительности по скважинам ПХГ Бозой, купол Жаманкоянкулак, можно сделать следующие выводы:

- скважины фонда расширения СП-2 в пиковые моменты отбора газа отработали с суточной производительностью свыше проектной величины 100 тыс. м<sup>3</sup>;
- по остальным СП суточные дебиты скважин были ниже проектной величины и не превышали 80 тыс. м<sup>3</sup>.

По результатам анализа динамики пластового давления отмечаем, что в прикупольной части структуры на момент окончания нейтрального периода после закачки фиксируется развитие репрессивных воронок (в особенности в районе СП-2). Так же, как и в предыдущие сезоны отмечается перераспределение пластового давления на восточном крыле структуры. В целом в районах основных очагов закачки Рпл на конец закачки газа составляет 35-35,2 кгс\см<sup>2</sup>. На конец сезона отбора газа в купольной части структуры отмечается наличие обширной зоны пониженного пластового давления. В зонах основного отбора газа депрессионные воронки характеризуются пластовым давлением в 27 кгс\см<sup>2</sup>. Средневзвешенное пластовое давление по залежи на конец отбора составляет 27,5-27,9 кгс\см<sup>2</sup>.

По результатам анализа эксплуатации скважин в сезоне отбора газа эффективность использования фонда скважин высокая и составляет 91%.

**По результатам расчета режима эксплуатации ПХГ в сезоне закачки газа.**

Расчитанный режим предусматривает закачку газа в сезоне 2018 года в объеме 1322,640 млн. м<sup>3</sup> за 168 календарных дней начиная с 15 апреля по 30 сентября включительно.

В период с 15 апреля по 31 мая включительно предусматривалось подключение 172 эксплуатационных скважин по всем СП купола Жаманкоянкулак. Суточная производительность ПХГ в закачку рассчитана на уровне 8,4 млн. м<sup>3</sup>, объем закачки за интервал составляет 265,68 млн. м<sup>3</sup>.

В период с 1 июня по 1 августа включительно от закачки отключается СП-7 в связи с проведением капитального ремонта промплощадки. С 1 августа и до конца закачки подключены только скважины СП-3 и СП-5 в связи с выводом в капремонт промплощадки СП-2.

По результатам анализа эксплуатации ПХГ в сезоне закачки газа

Закачка газа в сезоне 2018 года осуществлялась в период с 13 апреля по 17 октября 2018 года. Всего по данным ПХГ было закачено 669,538 млн м<sup>3</sup> газа. Активный объем на конец закачки оценивался в 1884,66 млн. м<sup>3</sup> газа. В апреле-мае к закачке подключались все СП. 10 июня в связи с капитальным ремонтом промплощадки было отключено СП-7, а с 1 июня – СП-3 по той же причине. В период закачки отмечались кратковременные остановки ПХГ 23 апреля, 17 мая, в июне – с 3 по 7, 12, с 14 по 17, с 24 по 30 числа; в июле в течение всего календарного месяца; в августе с 1 по 14, с 18 по 21 и с 26 по 29 число; в октябре 3 и 9 числа. Максимальная суточная производительность в сезоне была 26 апреля 2018 года и составила 9,628 млн. м<sup>3</sup> при 163 подключенных скважинах. Суммарное время работы ПХГ в сезоне закачки составило 112 календарных дней. На рисунке приведен график суточной производительности ПХГ и динамики количества подключенных скважин в сезоне закачки 2018 года.

По результатам анализа суточной производительности скважин СП купола Жаманкоянкулак отмечено, что по всем скважинам фонда расширения (кроме СП-7) она превышает проектную величину в 100 тыс. м<sup>3</sup> не смотря на крайне «рваный» режим закачки.

По результатам анализа динамики пластового давления отмечаем, что, в связи с малым темпом закачки газа и задействованием в закачку только части фонда, после закачки 250 млн.м<sup>3</sup> фиксируются не расформировавшиеся депрессионные воронки в районе расположения скважин СП-3, СП-7 и частично СП-5. Основной район закачки газа – поле СП-2, где и фиксируется рост пластового давления по мере увеличения объема закачки - на момент окончания сезона закачки именно район скважин СП-2 характеризуется повышенным пластовым давлением, равно как и юго-восточное крыло структуры (поле СП-5)

По результатам закачки газа в сезоне 2018 года дать объективную оценку эффективности эксплуатации фонда скважин представляется затруднительным по ряду объективных причин:

- закачка газа велась *крайне неравномерно, ПХГ в мае, июне и августе отключалось полностью на 1-2 дня, после чего закачка возобновлялась;*
- фактически скважины *на режим стабильной работы не выходили*, колебания суточной производительности достигали  $\pm 6$  млн. м<sup>3</sup>;
- скважины СП-7 и СП-2 практически не участвовали в закачке в связи с проведением капремонта промплощадок, если оценивать их эффективность как показатель времени работы скважины от общего времени сезона закачки, то эта величина не превышает 25%.

#### **По результатам анализа компонентного состава газа в сезонах закачки\отбора газа 2018 года и сравнение ее с предыдущими сезонами эксплуатации ПХГ.**

Физические свойства закачанного в сезоне 2018 года газа положительно скажутся на эксплуатационных характеристиках скважин.

В период отбора газа 2017-18 года содержание метана, этана, пропана и азота сопоставимо с содержанием в составе газа закачки;

Плотность газа отбора 2017-18 года практически совпадает с плотностью газа закачки 2017года;

Состав газа закачки 2018 года по своему компонентному составу и объемному содержанию метана отличается от состава газа предыдущих сезонов закачки – средняя объемная концентрация метана составляет свыше 92 %.

### **2.3.2 Расчет по теме дипломного проекта**

#### **Расчет количества эксплуатационных скважин**

Рассчитаем количество эксплуатационных скважин для вывода ПХГ на режим циклической эксплуатации с активным объемом газа 3,0 млрд. м<sup>3</sup> и производительностью 40 млн. м<sup>3</sup>/сут.

На старой промышленной площадке в настоящее время работает 35 скважина.

- Средняя длина одного шлейфа от скважины до существующего ПХГ 3,464 км;
- Диаметр проходного сечения шлейфа  $D = 150$  мм;
- Среднее давление на устье скважины  $p_n = 40,4$  кг/см<sup>2</sup>;
- Среднее давление на входе в блок сепарации  $p_k = 36,2$  кг/см<sup>2</sup>;
- Средняя температура грунта  $t_{гр} = - 3,5$  °С;
- Средняя температура газа на устье скважины  $t_n = 7,7$  °С;
- Средняя температура газа на входе в блок сепарации  $t_k = 4,9$  °С;
- Средний суточный расход одного шлейфа  $Q = 0,542935$  млн. м<sup>3</sup>/сут.

Для расчётов температуры и давления газа необходимо перевести в абсолютные величины:

$$T = (t + 273,15) \text{ К}; P = (p + 1) \text{ кг/см}^2 \quad (1)$$

Расчёт коэффициента гидравлической эффективности (E)

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left( P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \text{ кг/см}^2 \quad (2)$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left( 41,4 + \frac{37,2^2}{41,4 + 37,2} \right) = 39,4$$

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{47,281} \quad (3)$$

$$P_{np} = \frac{39,4}{47,281} = 0,832;$$

$$T_{cp} = T_{zp} + \frac{T_H - T_K}{\text{Ln} \left( \frac{T_H - T_{zp}}{T_K - T_{zp}} \right)} \quad (4)$$

$$T_{cp} = 269,65 + \frac{280,85 - 278,05}{\text{Ln} \left( \frac{280,85 - 269,65}{278,05 - 269,65} \right)} = 279,38$$

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{193,119} \quad (5)$$

$$T_{np} = \frac{279,38}{193,119} = 1,447;$$

Коэффициент сжимаемости газа

$$Z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 * P_{np}}{\tau} \quad (6)$$

где:  $\tau = 1 - 1,68 * T_{np} + 0,78 * T_{np}^2 + 0,0107 * T_{np}^3$ ;

$$\tau = 1 - 1,68 * 1,447 + 0,78 * 1,447_{\text{пр}}^2 + 0,0107 * 1,447_{\text{пр}}^2 = 0,2344$$

$$\text{тогда: } Z_{\text{ср}} = 1 - \frac{0,0241 * 0,832}{0,2344} = 0,9144$$

Коэффициент гидравлического сопротивления теоретический ( $\lambda_{\text{тр}}$ )

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{0,03817}{D^{0,2}} 1,05; \quad (7)$$

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{0,03817}{150^{0,2}} * 1,05 = 0,0147$$

Коэффициент гидравлического сопротивления фактический ( $\lambda_{\text{факт}}$ )

$$\lambda_{\text{факт}} = \frac{10640 * d^5 * 10^{-12}}{\Delta \varepsilon * Z_{\text{ср}} * T_{\text{ср}} * k_{\text{факт}}^2}, \quad (8)$$

$$\text{где: } k_{\text{факт}}^2 = q^2 * l_{\text{э}} / (P_{\text{н}}^2 / 10,13 - P_{\text{к}}^2 / 10,13);$$

$$k_{\text{факт}}^2 = 0,543^2 * \frac{3,464}{\frac{41,4^2}{10,13} - \frac{37,2^2}{10,13}} = 0,3142$$

тогда:

$$\lambda_{\text{факт}} = \frac{10640 * 150^5 * 10^{-12}}{0,561 * 0,9144 * 279,38 * 0,3142} = 0,0179$$

Коэффициент гидравлической эффективности шлейфа

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_{\text{тр}}}{\lambda_{\text{факт}}}}; \quad (9)$$

$$E = \sqrt{\frac{0,0147}{0,0179}} = 0,9056$$

Расчёт коэффициентов гидравлического сопротивления и гидравлической эффективности "среднего" шлейфа выполнен для одного фактического режима работы шлейфов. В динамике все величины непрерывно меняются. Кроме того, расход газа по шлейфам напрямую зависит от перепада между давлением

пласта и создавшимся давлением на замерном узле (в зависимости от режима работы газотранспортной системы). Причём эти зависимости при отборе и закачке разные.

На новой промплощадке ПХГ проектируем шлейфы Ду300 мм. Исходя из того, что газ из ПХГ идёт с влагой, и возможны гидратообразования, принимаем для новых шлейфов такую же эффективность. Давление газа на устье скважин для расхода 40 млн. м<sup>3</sup>/сут  $p_n = 37,9$  кг/см<sup>2</sup> (при неизменном давлении газа на входе в блок сепарации). Для упрощения расчётов, температуры газа (начальную и конечную) и грунта для шлейфа Ду300 мм принимаем такие же, как и в расчёте шлейфа Ду150 мм.

Расчёт необходимого количества шлейфов и скважин Ду300 мм

Коэффициент гидравлического сопротивления теоретический ( $\lambda_{тр}$ ) шлейфа Ду300 мм

$$\lambda_{тр} = \frac{0,03817}{D^{0,2}} 1,05; \quad (10)$$

$$\lambda_{тр} = \frac{0,03817}{300^{0,2}} * 1,05 = 0,0128$$

Коэффициент гидравлического сопротивления фактический ( $\lambda_{факт}$ ) шлейфа Ду300 мм

$$\lambda_{факт} = \frac{\lambda_{тр}}{E^2}; \quad (11)$$

$$\lambda_{факт} = \frac{0,0128}{0,9056^2} = 0,0156$$

$$k^2_{факт} = \frac{10640 * d^5 * 10^{-12}}{\Delta \vartheta * Z_{ср} * T_{ср} * \lambda_{факт}}; \quad (12)$$

$$k^2_{факт} = \frac{10640 * 300^5 * 10^{-12}}{0,561 * 0,9172 * 279,38 * 0,0156} = 11,52$$

Суточный расход одного шлейфа Ду300 мм

$$q = \sqrt{\frac{k^2_{факт} * (P_n^2 / 10,13 - P_k^2 / 10,13)}{l_s}}; \quad (13)$$

$$q = \sqrt{\frac{11,52 * (\frac{38,9^2}{10,13} - \frac{37,2^2}{10,13})}{3,464}} = 2,058 \text{ млн. м}^3 / \text{сут}$$

Необходимое количество шлейфов для суточного расхода 35 млн. м<sup>3</sup>

$$n = \frac{Q}{q} \quad (14)$$

$$n = \frac{35,0}{2,058} = 17$$

Так как для статических замеров один раз в декаду шлейфы поочерёдно выключаются из работы, для стабильного расхода газа из ПХГ необходимо 17+1=18 шлейфов и 18 скважин.

Семнадцать новых шлейфов Ду300 мм смогут заменить 32 старых шлейфа Ду150 мм по производительности на тех же режимах работы.

Применение дожимного компрессорного цеха позволит увеличить давление пласта в конце сезона закачки до 80 кг/см<sup>2</sup>, что, в свою очередь, даст возможность увеличить подачу газа в газотранспортную систему в сезон отбора. В результате: 7 млрд. м<sup>3</sup> газа (3,5 млрд. м<sup>3</sup> при отборе и 3,5 млрд. м<sup>3</sup> при закачке), на которые летом уже затрачена работа, на половине пути по ПХГ «Бозой» будут заложены на хранение, а зимой, с середины пути, с минимальными затратами, поданы в ГТС.

### **3 Экономическая часть**

#### **3.1 Технико-экономические показатели проекта «Увеличения мощности хранения газа в ПХГ «Бозой»**

За счет подземных хранилищ газа (*далее – ПХГ*) как правило, осуществляется сглаживание сезонной неравномерности поставок газа. Также ПХГ позволяет создать определенный стратегический запас газа на непредвиденные случаи.

Учитывая, что одним из основных факторов, определяющих объем потребления газа, являются погодные и климатические условия. Так в зимнее время потребление газа значительно выше, чем в летнее, так как основными потребителями газа в Казахстане являются население и топливно-энергетический комплекс.

В среднем прогноз потребления газа по РК в зимний период составляет 2 млн.м<sup>3</sup>/час, в летний период 0,8 млн.м<sup>3</sup>/час.

Учитывая объемы транзита среднеазиатского газа в КНР за последние годы, можно сделать вывод, что в КНР потребление также зависит от погодных условий: в зимнее время покупают больше, чем в летнее.

Таким образом, сезонное неравномерное газопотребление создаст в зимний период дефицит, в летний период профицит газа.

В связи с этим, одним из основных требований китайской стороны, выступающей покупателем казахстанского газа, является обеспечение равномерности поставок в течение года. Принимая во внимание значительный рост потребления на внутреннем рынке, выполнение обязательств по экспорту в КНР в отопительный период не представляется возможным без расширения мощностей подземных хранилищ.

Для регулирования сезонной неравномерности газопотребления необходимо расширение ПХГ «Бозой».

Таким образом, реализация инвестиционного проекта направлена на обеспечение бесперебойных поставок газа на южные регионы страны, включая пиковые периоды потребления. Более того, наращивание мощностей хранения газа в ПХГ «Бозой» увеличивает надежность всей газотранспортной системы РК и обеспечивает энергетическую безопасность.

Реализация Проекта увеличения мощности хранения газа в ПХГ «Бозой» общим объемом до 4 млрд.куб.м. не требует дополнительных денежных средств для приобретения буферного газа. Существующий объем буферного газа 15 585 млн.куб.м. (для купола «Жаманкоянкулак» 9 535 млн.куб.м. и для купола «Жаксыкоянкулак» 6 060 млн.куб.м.) достаточен для отбора и закачки проектного объема газа.

Альтернативного варианта реализации проекта по «Реконструкции ПХГ «Бозой» не имеется, так как создание новых объектов не представляется возможным по причине отсутствия соответствующих геологических структур

пригодных для хранения газа и крайне высокая капиталоемкость нового строительства.

Проект предусматривает ликвидацию изношенных скважин, бурение новых скважин, ремонт действующих скважин, замену шлейфов, реконструкцию действующих сборных пунктов и строительство нового сборного пункта. Таким образом, Проект предусматривает полный перечень взаимосвязанных действий, направленных на увеличение мощности ПХГ «Бозой».

В настоящее время существующая схема газотранспортных систем с учетом МГ «Бейнеу-Шымкент» позволяет осуществлять закачку в ПХГ «Бозой» все ресурсы газа с западных месторождений и импортный российский газ, поставляемых в МГ «Средняя Азия Центр» и МГ «Бухара-Урал».

В результате реализации проекта планируется, что источниками ресурсной базы будут выступать следующие месторождения:

Месторождения Западного Казахстана: ТОО "Тенгизшевройл" (Тенгиз и Королевское); Кашаган.

Месторождения Актюбинской области: АО "СНПС-Актобемунайгаз"; ТОО "Казахойл Актобе"; ТОО "Урихтау Оперейтинг".

Важно отметить, что для заполнения ПХГ имеются также потенциальные (дополнительные) ресурсы. Информация по ним представлена ниже:

➤ *ТОО «Тенгизшевройл»*

Общая поставка товарного газа составляет 7 млрд. м<sup>3</sup>/год. АО «КазТрансГаз» приобретает 4 млрд.м<sup>3</sup>, оставшиеся 3 млрд.м<sup>3</sup> ТОО «Тенгизшевройл» самостоятельно реализуют на экспорт. Со следующего года АО «КазТрансГаз» планирует приобретать весь объем тенгизского газа, включая дополнительные объемы - 3 млрд.м<sup>3</sup>/год по цене 47 долл.США.

➤ *Российский газ*

В соответствии с достигнутыми договорённостями с ПАО «Газпром» с 2016 года поставка российского газа в объеме 3,15 млрд.м<sup>3</sup> осуществляется в Мангистаускую область и в южные регионы по цене 3 660 руб/тыс.м<sup>3</sup> (55 долл.США/тыс.м<sup>3</sup>). По мере необходимости в летний период будет осуществляться закачка российского газа подземное хранилище.

➤ *Карачаганакский газ*

Казахстанская сторона в соответствии с международными соглашениями имеет возможность поставок карачаганакского газа в объемах 5,3 млрд. м<sup>3</sup>/год на внутренний рынок по цене 55 долл.США/тыс.м<sup>3</sup>.

Предполагаемые объемы транспортировки по МГ ББШ и хранения газа с учетом реализации проекта «Реконструкция ПХГ «Бозой»» следующие:

Таблица 4-Предполагаемые объемы транспортировки газа в тыс. м3

	2018 год	2019 год	2020 год
<b>Поставка по ББШ</b>	<b>10 082</b>	<b>8 954</b>	<b>9 217</b>
Экспорт в КНР	4 918	3 624	3 597
Юг РК	5 163	5 330	5 620
в т.ч. из ПХГ "Бозой"	3 200	3 715	4 021
<b>Прирост</b>	<b>6 128</b>	<b>5 001</b>	<b>5 264</b>
Экспорт в КНР	4 918	3 624	3 597
Юг РК	1 210	1 377	1 667
в т.ч. из ПХГ "Бозой"	3 200	3 715	4 021
	<b>2018 год</b>	<b>2019 год</b>	<b>2020 год</b>
Отбор из ПХГ "Бозой"	3 200	3 715	4 021
Мощность ПХГ "Бозой"	1 300	1 815	2 121

**SWOT анализ, анализ чувствительности проекта  
и идентификация ключевых рисков проекта**

В рамках анализа проекта проведен SWOT – анализ проекта, результаты которого представлены в следующей таблице:

Таблица 5- SWOT – анализ

<p><b>СИЛЬНЫЕ СТОРОНЫ</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Предполагает увеличение объемов хранения газа в ПХГ «Бозой» до 4 млрд. м3;</li> <li>- Предусматривает капитальный ремонт существующего фонда скважин;</li> </ul>	<p><b>СЛАБЫЕ СТОРОНЫ</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Предполагает значительные капитальные затраты;</li> </ul>
<p><b>ВОЗМОЖНОСТИ</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Увеличение мощности ПХГ «Бозой» до 4 млрд. м3 создаст возможность для закачки большего объема газа, предназначенного для выравнивания сезонных колебаний при газоснабжении РК, что, соответственно, положительно отразится на доходах Общества от хранения газа.</li> <li>-Капитальный ремонт существующего фонда скважин позволит обеспечить безопасную, надежную и непрерывную эксплуатацию ПХГ «Бозой»;</li> <li>- Существует возможности для хранения газа CNPC, что в свою очередь позволит избежать приостановки добычи нефти со стороны данной компании</li> </ul>	<p><b>УГРОЗЫ</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Возможно недополучение предполагаемых объемов хранения газа;</li> <li>- отказ со стороны КНР в приобретении газа по приемлемым ценам.</li> </ul>

Показатели эффективности инвестиционного проекта представлены в следующей таблице:

Таблица 6. Показатели эффективности

<b>Наименование показателя эффективности</b>	<b>Единица измерения</b>	<b>Показатель</b>
NPV	млн.тенге	1 129
MIRR	%	11,6%
DPP	лет	14
PI		0,03
Ставка дисконтирования	%	11,5

Анализ чувствительности инвестиционного проекта выявил зависимость показателей эффективности проекта от:

- объемов хранения газа;
- объемов капитальных вложений;
- уровня тарифов на услугу по хранению газа;
- величины операционных расходов

Учитывая вышеизложенное, выявлены следующие возможные риски проекта:

1. Риск удорожания стоимости проекта;
2. Риск снижения объемов хранения газа;
3. Риск недостижения заявленного уровня тарифов на хранение газа;
4. Риск увеличения операционных расходов

Кроме этого, реализации проекта характерен риск срыва графика строительства, поставок сырья, стройматериалов, оборудования.

Расширение ПХГ «Бозой» позволит в пиковые периоды газопотребления без ограничения обеспечивать внутренних потребителей газом в южных регионах: Жамбылская, Южно-Казахстанская и Алматинская области РК, а также осуществлять прямые поставки необходимого объема газа на экспорт, таким образом получать прибыль и нивелировать убытки от реализации газа на внутренний рынок.

Более того, наращивание мощностей хранения газа в ПХГ «Бозой» увеличивает надежность всей газотранспортной системы РК и обеспечивает энергетическую безопасность.

## 4 Безопасность и охрана труда

### 4.1 Опасные и вредные факторы

Магистральные газопроводные системы, включая подземные хранилища газа, представляют собой сложные технические объекты, осуществляющие транспортировку продукта под высокими эксплуатационными давлениями (до 7,4 МПа). В связи с этим газопроводы и хранилища газа обладают повышенным риском возникновения различного рода аварийных ситуаций.

Для объектов транспорта и хранения газа степень их пожарной опасности зависит от особенностей технологического процесса, а именно:

- значительных объемов горючих газов в линейной и технологической частях трубопроводов;
- высокого значения показателей рабочего давления;
- большого количества горюче-смазочных материалов (турбинного масла), необходимого для работы газоперекачивающего агрегата.

К опасным физическим производственным факторам относятся движущиеся машины и механизмы; различные подъемно-транспортные устройства и перемещаемые грузы; незащищенные подвижные элементы производственного оборудования (приводные и передаточные механизмы, режущие инструменты, вращающиеся и перемещающиеся приспособления и др.); отлетающие частицы обрабатываемого материала и инструмента, электрический ток, повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов и др.

Вредными физическими производственными факторами являются повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; высокие влажность и скорость движения воздуха; повышенные уровни шума, вибрации, ультразвука и различных излучений — тепловых, ионизирующих, электромагнитных, инфракрасных и др. К вредным физическим факторам относятся также запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; недостаточная освещенность рабочих мест, проходов и проездов; повышенная яркость света и пульсация светового потока.

Химические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия на организм человека подразделяются на общетоксические, раздражающие, сенсibiliзирующие (вызывающие аллергические заболевания), канцерогенные (вызывающие развитие опухолей), мутагенные (действующие на половые клетки организма). В эту группу входят многочисленные пары и газы — бензола и толуола, окись углерода, сернистый ангидрид, окислы азота, аэрозоли свинца, токсичные пыли, образующиеся, например, при обработке резанием бериллия, свинцовистых бронз и латуней, и некоторых пластмасс с вредными наполнителями. К этой группе относятся также агрессивные жидкости (кислоты, щелочи), которые могут причинить химические ожоги кожного покрова при соприкосновении с ними.

К психофизиологическим опасным и вредным производственным факторам относятся физические (статические и динамические) и нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение, перенапряжение анализаторов слуха, зрения и др.).

Опасным производством считается весь технологический процесс, охватывающий очистку, компримирование, охлаждение газа и подачу его в магистральный газопровод, поскольку газ перекачивается под большим давлением (7,4 МПа), а при смеси с воздухом в содержании от 5 до 15% образует взрывоопасную смесь.

В технологическом процессе обращаются следующие вещества: природный газ, конденсат, ГСМ, метанол. Конденсат и метанол относится к сильнодействующим ядовитым веществам (СДЯВ). Утечка СДЯВ приводит к заражению местности и токсическому поражению персонала КС. Транспортируемый природный газ на 91-95 % состоит из метана (таблица 7). Предельная допустимая концентрация (ПДК) углеводородов природного газа в воздухе рабочей зоны равна 300 мг/м<sup>3</sup> в пересчете на углерод.

Главная опасность природного газа связана с удушьем при недостатке кислорода. Это может происходить при большом содержании метана в воздухе, когда парциальное давление и удельное содержание кислорода резко уменьшается. Природные газы, содержащие сероводород, очень токсичны. Известно большое число молниеносных отравлений этими газовыми смесями. Освобожденный от сероводорода природный газ при концентрации в воздухе 20 % не дает токсического эффекта.

Уровни воздействия на работающих вредных производственных факторов нормированы предельно-допустимыми уровнями, значения которых указаны в соответствующих стандартах системы стандартов безопасности труда и санитарно-гигиенических правилах.

## **4.2 Мероприятия по безопасности и охране труда**

Защита от вредных и опасных производственных факторов обеспечивается снижением их уровня в источнике и применением профилактических и предохранительных мер. При этом компетентность людей в области производственных опасностей и способов защиты от них — необходимое условие обеспечения их безопасности.

Основными целями и задачами в области системы управления промышленной безопасностью, охраны труда и окружающей среды являются:

- охрана здоровья и безопасность персонала и населения, проживающего в районах деятельности;
- достижение уровня промышленной и экологической безопасности, соответствующего современному состоянию развития науки, техники и общества;
- повышение промышленной и экологической безопасности производственных объектов, снижение негативного воздействия на окружающую среду за счет

повышения надежности, обеспечения безопасной и безаварийной работы технологического оборудования;

– создание и реализация эффективной системы производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности, охраны труда, здоровья и окружающей среды на объектах.

Важнейшими условиями безопасной работы газопроводов и ПХГ являются следующие мероприятия, выполнение которых в процессе эксплуатации обязательно:

1. Соблюдение технологических параметров режима работы объектов.
2. Соблюдение правил, норм, положений, руководящих материалов по безопасному ведению работ.
3. Действенный контроль за утечкой газа, принятие мер по их немедленному устранению.
4. Разработка планов ликвидации возможных аварий, графиков оповещения ответственных лиц в свободное время, систематические тренировки обслуживающего персонала.
5. Знание обслуживающим персоналом технологической схемы, чтобы при необходимости (аварии, пожаре) быстро и безошибочно произвести требуемые действия.
6. Своевременное оснащение участников газоопасных работ соответствующей газозащитной аппаратурой, спецодеждой, спецобувью и предохранительными приспособлениями.
7. Трубопроводы и емкости высокого давления необходимо осматривать и проверять на плотность по графику, утвержденному руководителем предприятия, в соответствии с требованиями нормативных документов.

Проблема повышения безопасности труда и надежности эксплуатации газопроводных систем уже полтора десятка лет является одной из главных в газовой отрасли. Однако, несмотря на реализацию целого ряда научно-технических отраслевых программ, уровень аварийности на магистральных газопроводах не снижается. Одной из главных причин этого является постоянно увеличивающиеся сроки их эксплуатации и, соответственно, старение всего комплекса оборудования.

Мероприятия по безопасности и охране труда выполняются в соответствии с международными стандартами и законами РК и позволяют создавать безопасные условия труда.

## 5 Охрана окружающей среды

### 5.1 Охрана атмосферного воздуха

Производственный мониторинг воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий - наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия - оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности.

На качество атмосферного воздуха влияют как природные условия, так и антропогенные факторы (поступление в атмосферу загрязняющих веществ от промышленных предприятий и транспорта). Объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу напрямую зависит от уровня развития промышленного производства. Распределение промышленных выбросов в атмосферу крайне неравномерное, в основном выбросы ЗВ сосредоточены в крупных промышленных районах (в местах добычи, переработки, транспортировки нефти, газа и др. полезных ископаемых).

В суммарном объеме валовых выбросов от стационарных источников основная доля приходится на выбросы газообразных и жидких веществ – 84 – 96 % и только 4,5 – 8 % приходится на твердые вещества. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу являются: сажа, окислы серы, азота, оксид углерода (продукты выделения при сжигании газа в котлах, печах, газокompрессорах, на факелах), углеводороды (продувки газопроводов, недожег жидкого и газообразного топлива в печах и факелах, испарение нефтепродуктов), пыль (операции хранения, перегрузки и транспортировки сыпучих материалов).

Мероприятия по охране атмосферного воздуха.

Согласно последним рекомендациям ("Временное руководство по контролю источников загрязнения атмосферы, РНД 211,3,01,06-97") соответствие величин фактических выбросов источника загрязнения атмосферы нормативным значениям надо проверять инструментальными или инструментально-лабораторными методами во всех случаях, когда для этого имеются технические возможности.

Предприятие должно обеспечивать контроль источников загрязнения атмосферы, для этого все источники делятся на 1-ую и 2-ую категории.

Источники первой категории, вносящее наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал. Все остальные источники относятся ко второй категории и контролируются эпизодически 1 раз в год. При этом частота (период) планового контроля предприятия определяют в зависимости от категории опасности.

## 5.2 Охрана водных ресурсов

Мониторинг водных ресурсов включает:

- операционный мониторинг – наблюдения за объемами забираемой и используемой предприятием свежей воды и их соответствия установленным

лимитами;

- мониторинг эмиссий – наблюдения за объемами сбрасываемых сточных вод и их соответствия установленным лимитам;

- мониторинг воздействия – наблюдения за качеством вод приемника сточных вод.

Мероприятия по охране поверхностных вод:

– выполнять обратную засыпку береговой траншеи, с целью предотвращения образования оврагов;

– при проходе через водные переходы сварочно-монтажные и изоляционно-укладочные работы проводить на площадках, сооружаемых на берегах у створа будущего перехода;

– проводить санитарную очистку территории строительства, которая является одним из пунктов технической рекультивации земель, предотвращающие загрязнение и истощение водных ресурсов;

– для предупреждения значительных разрушений откосов траншей и их оплывания под воздействием грунтовой или речной воды необходимо до минимума сократить время разработки траншей и их простаивание перед укладкой в нее трубопроводов;

– разработать и утвердить оптимальные схемы движения транспорта, а также графика движения и передислокации автомобильной и строительной техники и точное им следование для уменьшения техногенных нагрузок на полосу отвода, а также предотвращения движения транспортных средств по реке;

– выбор участка для складирования труб и организации сварочных баз следует производить на удалении от водных объектов.

Мероприятия по охране подземных вод:

– производить сброс больших объемов воды после проведения гидравлических испытаний на предварительно обустроенные временные пруды-испарители, исключаящие инфильтрацию сбрасываемых вод в подземные водоносные горизонты;

– производить забор воды для водоснабжения с учетом допустимого уровня нагрузки на водный источник;

– предусмотреть применение оборудования и трубопроводов, стойких к коррозионному и абразивному воздействию агрессивных жидких сред, а также их полная герметизация, что является залогом безопасной, безаварийной работы;

– соблюдать технологические параметры основного производства и обеспечение нормальной эксплуатации сооружений, с целью предупреждения аварийной ситуации;

### **5.3 Охрана земельных ресурсов**

Почвы в зоне подземного хранилища газа отличается низким содержанием гумусовых веществ и небольшой мощностью гумусового горизонта. Эти особенности являются следствием особых биоклиматических условий территории. Малое количество осадков, высокие положительные температуры, низкая относительная влажность воздуха, полукустарничковый состав растительности, короткий период биологической активности почв приводят к разложению органических остатков до простых минеральных соединений, то есть не способствуют накоплению значительного количества органического вещества.

Другими особенностями почв являются их повсеместная высокая карбонатность, широкое развитие процессов засоления и осолонцевания почв, а также гипсоносность почв.

Эти особенности тесно связаны с составом почвообразующих пород, представленных преимущественно засоленными, окарбонированными отложениями. Легкорастворимые соли и карбонаты в условиях пустынного климата при малом количестве осадков не могут быть вымыты за пределы почвенного профиля, что и обуславливает его высокую карбонатность и засоление.

Мероприятия по охране земельных ресурсов и охране почв:

- не допускать загрязнения, захламления, деградации и ухудшения плодородия почв, а также снятие плодородного слоя почвы с целью продажи или передачи его другим лицам, за исключением случаев, когда такое снятие необходимо для предотвращения безвозвратной утери плодородного слоя;
- предусмотреть максимально возможное «вписывание» ниток проектируемого газопровода и коммуникаций в плановую конфигурацию существующего рельефа;
- учесть ориентировки трубы относительно господствующих ветров и направления пескозадержания;
- строительные работы рекомендуется проводить строго в границах выделенного земельного отвода;
- проведение рекультивации нарушенных земель, технической и биологической;
- засыпку трубопровода в песчаных массивах предусматривается проводить так, чтобы рельеф песков после строительства, с учетом возвращенного плодородного растительного слоя в районах его снятия, практически не отличался от существовавшего до начала строительных работ;

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рекомендации по эксплуатации ПХГ:

- в начальный период отбора газа подключается весь имеющийся фонд эксплуатационных скважин (за исключением скважин СП находящихся в реконструкции);

- эксплуатация ПХГ в сезоне отбора ведется без резких скачков суточной производительности и остановок;

- для обеспечения суточной производительности в период пикового отбора газа производится замена штуцеров на большие диаметры как на промплощадках СП так и на устьевых площадках скважин (если именно там установлен штуцер);

- к моменту пикового отбора газа к эксплуатации должен быть подключен весь имеющийся фонд скважин (должна быть закончена реконструкция СП - 5 и СП-7). В случае меньшего, нежели 192 единицы, фонда эксплуатационных скважин, пиковая производительность выдержана не будет;

- в период отбора газа (особенно при максимальных значениях суточной производительности) необходимо проведение контроля за величиной депрессии (в первую очередь – по вновь пробуренным скважинам).

- до начала отбора произвести комплекс мероприятий по восстановлению эксплуатационных характеристик старого и нового фонда СП-2 и СП-3 отработавший в предыдущем сезоне отбора со среднесуточной производительностью менее 80 тыс.м<sup>3</sup>.

- в период минимальных атмосферных температур эксплуатировать ПХГ в постоянном режиме ;

- переход от режима к режиму производить без резких скачков суточной производительности – вывод на максимальную суточную производительность производить за срок не менее 5 суток.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Абдулин А.А., Паталаха Е.И. Геодинамика земной коры Казахстана, 1980.176 с.
- 2 под ред. Абдулина А.А. Справочник. Месторождения нефти и газа Казахстана. М. 1993г.
- 3 под ред. Абдуллина А.А., Беспяева Х.А. и др. Справочник «Бассейны и месторождения горно-химического сырья Казахстана». Алматы. 1998г.
- 4 Археологическая карта Казахстана, Алма-Ата, 1960.
- 5 Борсук Б.И. Геосинклинальный и платформенный этапы развития Казахской складчатой области //Русская и Сибирская платформы и их обрамление. Москва: Наука, 1963. Вып.14.
- 6 Бочкарев В.П. и др. Опасные геодинамические процессы на территории Казахстана. Кокшетау, 2004.
- 7 Вислогузова А.И. и др. Рельеф Казахстана, Алма-Ата, «Гылым», 1991.
- 8 Вредные химические вещества. Углеводороды. Справочник. Под редакцией В.А.Филатова, Ленинград, 1990.
- 9 Геология СССР, т. XXI Западный Казахстан, ред. Яншин А.Л., «Недра», Москва, 1970.
- 10 Гигиенические нормативы уровней шума и инфразвука в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Утверждено Приказом МЗРК 03.12.04. № 841.
- 11 Гигиенические нормативы уровней шума на рабочих местах.
- 12 Ежемесячный информационно-аналитический журнал «Социально-экономической развитие РК».
- 13 Ежемесячный информационно-аналитический журнал «Социально-экономической развитие РК и его регионов».
- 14 Жунусова М. "О состоянии окружающей среды бассейна Аральского моря". Министерство экологии и природных ресурсов Казахстана. Алматы, 1997г.
- 15 Зайцев Ю.А. Эволюция геосинклиналей (овальный концентрически зональный тип). Москва: Недра, 1984.