

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРСИЗ» (АО «ПКР»)**



**КОРРЕКТИРОВКА  
«ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ПЕРЕРАБОТКИ  
СЫРОГО ГАЗА АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ  
РЕСОРСИЗ» на период 2024-2026 гг.»  
по месторождению Майбулак**

(уточнение технологических показателей с 01.07.2024г. по 31.12.2026г.)



**КЫЗЫЛОРДА, 2024 г.**

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РК**  
**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО**  
**«ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРСИЗ» (АО «ПКР»)**

**СОГЛАСОВАНО**

**Вице-президент АО «ПКР»**

\_\_\_\_\_ **Б.Е. Кушербаев**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ **2024г.**

**УТВЕРЖДАЮ**

**Вице-министр энергетики РК**

\_\_\_\_\_ **А. Ж. Жамауов**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ **2024г.**

**КОРРЕКТИРОВКА**  
**«ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ПЕРЕРАБОТКИ**  
**СЫРОГО ГАЗА АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ**  
**РЕСОРСИЗ» на период 2024-2026 гг.»**  
**по месторождению Майбулак**

(уточнение технологических показателей с 01.07.2024г. по 31.12.2026г.)

**Кызылорда, 2024г.**

## 1. СОДЕРЖАНИЕ

Наименование	страница
2. Введение	4
3. Общая часть	6
3.1 Общие сведения о месторождении	6
3.2 Основание для проектирования	8
3.3 Запасы нефти и газа	8
3.4 Физико-химические свойства нефти и газа	9
3.5 Текущее состояние разработки месторождения	15
3.6 Технологические проектные показатели разработки	17
3.7 Динамика газового фактора	18
3.8 Прогноз добычи нефти и газа в рамках утвержденного проекта	18
3.9 Существующая технология системы сбора и подготовки нефти и газа	19
3.10 Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа	21
4. Обоснование объемов сжигания газа	22
4.1. Обоснование объема сжигания газа при испытании объектов скважин ( $V_{III}$ )	22
4.2. Обоснование объема сжигания газа в период пробной эксплуатации месторождения ( $V_{IV}$ )	22
4.3. Обоснование объема сжигания газа при технологически неизбежном сжигании сырого газа ( $V_V$ )	22
4.4. Обоснование объема сжигания газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования ( $V_6$ )	23
4.5. Обоснование объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования ( $V_7$ )	23
4.6. Обоснование объема сжигания газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования ( $V_8$ )	23
4.7. Обоснование объема сжигания газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования ( $V_9$ )	23
5. Технология переработки/утилизации сырого газа	23
6. Баланс газа по месторождению	25
7. Планы по дальнейшему развитию переработки сырого газа	27
8. Заключение	28
Список приложений	28
Приложение А	
Приложение Б	
Приложение В	

## 2. ВВЕДЕНИЕ

Нефтяное месторождение Майбулак расположено в северной части Арыскумского прогиба Южно-Торгайской впадины. В административном отношении месторождение относится к Улытаускому району Карагандинской области Республики Казахстан.

Недропользователем месторождения Майбулак является АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (ПККР). Добыча на месторождении Майбулак проводится на основании Лицензии серии МГ №48-D (нефть) от 04.12.1997г на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья и «Дополнение №2 к Контракту на добычу за №278 от 03.12.1998г», (Гос. регистр. №4547-УВС-МЭ от 30.11.2017г), с целью продолжения проведения добычи УВС на нефтяном месторождении Майбулак, сроком на 24 года. Дата окончания контракта 30.11.2041 г.

Нефтяное месторождение Майбулак было открыто в 1988г. Нефтеносность установлена в юрских отложениях (горизонты Ю-IV, Ю-V, VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X).

До 1997 г. месторождение находилось в консервации. После возобновления работ в 1999г. ТОО «Турангеоконсалтинг» выполнило переобработку и переинтерпетацию материалов сейсморазведочных работ прошлых лет с учетом пробуренных скважин. В 2000 г. на площади Майбулак были проведены сейсморазведочные работы 3Д.

В 2001 году месторождение было введено в промышленную разработку согласно утвержденному проектному документу Технологическая схема разработки (*протокол ЦКР №10 от 06.06.2000г*).

В 2007 г. выполнен «Анализ разработки месторождения Майбулак» по состоянию на 01.01.07 г., где были уточнены проектные показатели на 2006-2010 гг. отдельно по объектам и в целом по месторождению (*Протокол ЦКР №43 от 15.06.2007г*).

В 2010 году на основании интерпретации материалов, полученных в результате бурения составлен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Майбулак» по состоянию на 01.01.2010 г., АО «КазНИГРИ» (*Протокол ГКЗ № 969-10-У от 30.09.2010г*).

В 2011 г. был составлен «Проект разработки нефтяного месторождения Майбулак», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИиНТ РК (*Протокол №168 от 11.06.2011г*).

В 2014 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки...» и утвержден Комитетом геологии и недропользования Министерства нефти и газа РК (*письмо 27-5-1253-и от 04.11.2014 г.*), в котором было проведено уточнение технологических показателей разработки на 2014-2015 гг.

В 2016 году ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» разработан «Проект промышленной разработки нефтяного месторождения Майбулак» и утвержден Комитетом геологии и

недропользования Министерства по инвестициям и развитию республики Казахстан (*письмо 27-5/3497-КГН от 13.07.2016 г., протокол ЦКРР № 10-03/17873 от 30.06.2016 г.*).

В 2018 году ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» составлен «Анализ разработки нефтяного месторождения Майбулак» и утвержден в ЦКРР (*письмо МЭ РК №12-03-6501/4 от 21.12.2018 г.*), где были предложены дополнительные рекомендации по повышению эффективности системы разработки в целях оптимизации добычи и увеличения коэффициентов извлечения УВС и уточнены проектные технологические показатели разработки на 2018-2020 гг.

В 2020 году ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM» был выполнен «Анализ разработки месторождения Майбулак» по состоянию на 01.07.2020 г. (*протокол № 12/8 от 31.03.2021 г. и письмо МЭ РК № 04-14/2481 от 12.04.2021 г.*) с целью выявления расхождений между фактическими и проектными показателями разработки месторождения и проведения пересчета показателей. Проектные технологические показатели разработки приняты на 2021-2023 гг. В ходе рассмотрения Анализа разработки со стороны ЦКРР РК было рекомендовано провести пересчет запасов с учетом ввода новых скважин после бурения с последующим составлением проекта разработки в срок до конца 2023 года.

В 2022 году АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа м/р Майбулак по состоянию 02.01.2021г.» (*Протокол ГКЗ № 2427-22-У от 26.04.2022г.*).

На основе «Пересчета запасов...» проектным институтом ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM» был составлен настоящий «Проект разработки месторождения Майбулак» по состоянию на 01.01.2023 г. (Протокол ЦКРР РК № 48/4 от 15.02.2024г.).

В рамках выполнения мероприятий по утвержденным программам утилизации газа на месторождении Майбулак проведено строительство и обустройство производственными объектами использования сырого газа: газопоршневая электростанция по выработке электроэнергии; компрессорная установка нагнетания газа в пласт.

Расчеты сжигания сырого газа в скорректированной «Программе развития и переработки сырого газа месторождения Майбулак на период 2024-2026 гг.» выполнены в соответствии с действующей «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания попутного и (или) природного газа при проведении нефтяных операций».

«Корректировка программы развития и переработки сырого газа месторождения Майбулак на 2024-2026 гг.» разработана на основании положений проектного документа «Проект разработки месторождения Майбулак» по состоянию на 01.01.2023г. с утвержденными технологическими показателями по рекомендуемому второму варианту разработки до конца рентабельного периода.

### 3. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Сведения о месторождении

Месторождение Майбулак расположено в северной части Арыкумского прогиба Южно-Тургайской впадины, являющейся северо-восточной частью Туранской плиты и приурочено к сводовой части удлиненной полуантиклинали субмеридианального простирания, примыкающей на северо-востоке к Главному Каратаускому разлому (рис. 3.1).

Ближайшим населенным пунктом является железнодорожная станция Жосалы расположенная в 200 км к югу, также ближайшими населенными пунктами являются города Кызылорда и Жезказган.

На юге в 40 км от месторождения Майбулак находится м/р Арыкум. На юге-востоке в 100 км расположено месторождение Кумколь.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200-230 м над уровнем моря.

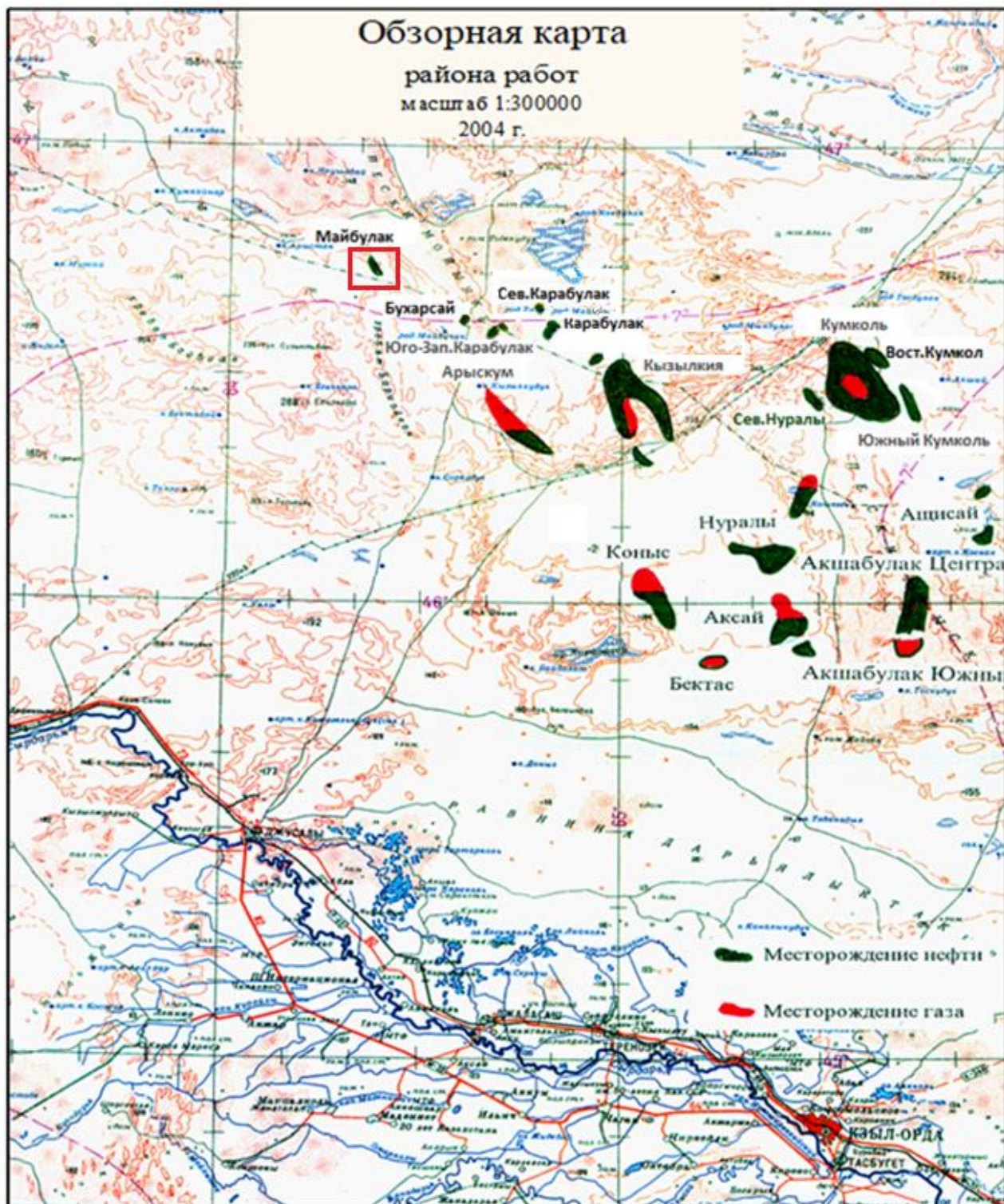
Животный и растительный мир типичный для полупустынь.

Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом  $+35^{\circ}$   $+40^{\circ}$ С, минимальная зимой  $-35^{\circ}$ -  $40^{\circ}$ С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает – 150 мм.

Для района месторождения характерны сильные ветра: летом западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные.

Непосредственно в районе месторождения отсутствуют населенные пункты и сельскохозяйственные угодья. В летний период площадь используется в качестве пастбищ для отгонного животноводства.

Рисунок 3.1 – Обзорная карта



### 3.2 Основания для проектирования

В соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» (далее «Кодекс») №125-VI ЗРК от 27.12.2017г. недропользователь обязан разрабатывать программы развития переработки сырого газа.

В соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» Программы развития переработки сырого газа должны обновляться каждые три года.

Настоящая «Корректировка Программы развития переработки сырого газа месторождения Майбулак» выполнена в связи с обновлением проектных показателей разработки на основании положений проектного документа «Проект разработки месторождения Майбулак по состоянию на 01.01.2023г.» (Протокол ЦКРР РК № 48/4 от 15.02.2024г.). Данный проектный документа составлен после Пересчета запасов нефти и газа месторождения Майбулак по состоянию на 02.01.2021г., утвержденный протоколом ГКЗ № 2427-22-У от 26.04.2022 г., с целью иметь проектный документ в соответствии с требованиями Кодекса «О недрах и недропользовании».

Добыча на месторождении Майбулак проводится на основании Лицензии серии МГ №48-D (нефть) от 04.12.1997г на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья и «Дополнение №2 к Контракту на добычу за №278 от 03.12.1998г», (Гос. регистр. №4547-УВС-МЭ от 30.11.2017г), с целью продолжения проведения добычи УВС на нефтяном месторождении Майбулак, сроком на 24 года. Дата окончания контракта 30.11.2041 г.

### 3.3 Запасы нефти и газа

В 2022 г выполнен пересчет запасов нефти и газа месторождения Майбулак по состоянию изученности на 02.01.2021г. (Протокол ГКЗ РК № 2427-22-У от 26.04.2022г.).

Утвержденные запасы нефти составляют:

категория В+С1 – геологические 4500,5 тыс. тн, извлекаемые 935 тыс. тн.

категории С2 – геологические 4,2 тыс. тн, извлекаемые 0,3 тыс. тн.

Запасы растворенного газа в нефти составляют:

категория В+С1 – геологические 347 млн. м<sup>3</sup>, извлекаемые 81,4 млн. м<sup>3</sup>.

категории С2 – геологические 0,3 млн. м<sup>3</sup>, извлекаемые 0 млн. м<sup>3</sup>

Запасы свободного газа составляют:

категория С1 – геологические 18,2 млн. м<sup>3</sup>, извлекаемые 13,3 млн. м<sup>3</sup>.

категория С2 – геологические 4 млн. м<sup>3</sup>, извлекаемые 2,9 млн. м<sup>3</sup>.



### 3.4 Физико-химические свойства нефти и газа

#### 3.4.1 Свойства нефти в пластовых условиях

Всего физико-химические свойства пластовой нефти представлены результатами исследований 20 проб нефти, отобранных с горизонтов Ю-IVа (блоки VII, VIII, X), Ю-IVб (блок VIII), Ю-IVа+б (блок IX), Ю-VI (блоки VIII, X), Ю-VIII (блок IX), Ю-IXа (блок IX), Ю-IXб (блок X), в том числе 2 пробы из скважин 26 и 32, отобранные совместно с горизонтов Ю-VI+VII+VIII+IXа+X (блок X), 2 пробы со скважины 17 (горизонт VII блок IX), 2 пробы со скважины 45 (горизонт VI блок IX), четыре пробы со скважины 46 (совместно горизонты VIII+IX блок X). Из 26 исследованных проб 3 признаны некондиционными (скв.9,17).

##### I объект разработки

Среднее значение газосодержания составляет 65,48 м<sup>3</sup>/т, давления насыщения – 8,14 МПа, объёмного коэффициента – 1,177 д.ед., плотности пластовой нефти – 0,728 г/см<sup>3</sup>, вязкости пластовой нефти – 0,95 мПа\*с.

##### II объект разработки

Среднее значение газосодержания составляет 69,67 м<sup>3</sup>/т, давления насыщения – 6,76 МПа, объёмного коэффициента – 1,180 д.ед., плотности пластовой нефти – 0,740 г/см<sup>3</sup>, вязкости пластовой нефти – 1,76 мПа\*с.

Таблица 3.4.1 – Физико-химические свойства пластовой нефти

Горизонт	Блок	Кол-во скважин	Кол-во проб	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Объёмный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	Пересчётный коэффициент, д.ед.	Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	Вязкость пластовой нефти, мПа*с
Ю-IVа	VII	1	3	7,43	38,53	1,183	0,8453	0,744	1,05
	VIII	1	1	7,86	80,41	1,208	0,8278	0,718	0,94
Ю-IVб	VIII	1	1	9,12	77,5	1,14	0,8772	0,721	0,85
Среднее значение по I объекту				<b>8,14</b>	<b>65,48</b>	<b>1,177</b>	<b>0,8501</b>	<b>0,728</b>	<b>0,95</b>
Ю-VI	VIII	1	3	7,73	24,53	1,133	0,8826	0,767	1,21
	IX	1	2	5,42	55,35	1,152	0,868	0,748	2,05
Ю-VII	IX	1	2	6,8	74,78	1,185	0,8438	0,747	2
	X	1	2	4,5	50,44	1,145	0,8737	0,746	2,14
Ю-VIII	IX	1	3	8,43	107,29	1,22	0,8197	0,716	1,19
Ю-IXа	IX	1	3	8,52	103,33	1,235	0,8097	0,729	1,14
Ю-IXб	X	1	1	5,93	72	1,199	0,834	0,728	2,59
Ю-VI, VII, VIII, IXа, X	X	3	6	<b>5,81</b>	<b>55,77</b>	<b>1,186</b>	<b>0,8433</b>	<b>0,737</b>	<b>1,49</b>
Среднее значение по II объекту				<b>6,76</b>	<b>69,67</b>	<b>1,18</b>	<b>0,8474</b>	<b>0,74</b>	<b>1,76</b>

### 3.4.2 Свойства нефти в поверхностных условиях

Всего физико-химические свойства дегазированной нефти представлены результатами исследований 25 проб нефти, отобранных с горизонтов Ю-IVа (блоки VII, VIII, X), Ю-IVб (блок VIII), Ю-VI (блоки VIII, IX, X), Ю-VII (блок IX, X), Ю-VIII (блоки IX, X), Ю-IXа (блок IX), Ю-IXб (X), Ю-IXа+IXб (блок IX), в том числе 3 пробы, отобранные совместно с горизонтов Ю-VII+VIII+IXа+X (блоки IX, X).

При расчете средних значений параметров дегазированной нефти были отбракованы завышенные значения кинематической вязкости пробы нефти из скважины 40 (горизонт Ю-IXб, блок X), отобранной 12.04.2014 г. и содержание асфальтенов в пробе нефти из скважины 9 (Ю-VIII, блок X), завышенное в несколько раз.

Дегазированная нефть месторождения Майбулак является особо легкой, невязкой, малосмолистой, малосернистой, высокопарафинистой и застывающей при положительных температурах.

#### I объект разработки

Дегазированную нефть по типу можно охарактеризовать, как особо легкую с плотностью при температуре 20 °С 0,7893 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 3,64 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание общей серы составляет 0,23 %, высокомолекулярных парафинов – 10,67 %, асфальтенов – 0,10 %, смол силикагелевых – 2,24 %. Температура застывания дегазированной нефти составляет плюс 10 °С.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 51 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 9 %, до 200 °С (бензиновые фракции) – 35 %, до 300 °С (керосиновые фракции) – 67 %.

#### II объект разработки

Дегазированную нефть по типу можно охарактеризовать, как особо легкую с плотностью при температуре 20 °С 0,8116 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 5,71 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание общей серы составляет 0,16 %, высокомолекулярных парафинов – 12,0 %, асфальтенов – 0,44 %, смол силикагелевых – 3,30 %. Температура застывания дегазированной нефти составляет плюс 8,42 °С.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 53 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 8 %, до 200 °С (бензиновые фракции) – 31 %, до 300 °С (керосиновые фракции) – 56 %.

Таблица 3.4.2 Физико-химические свойства разгазированной нефти.

Наименование	Пласт								
	Кол-во исследованных		Диапазон изменени я	Средне е значен ие	Кол-во исследованных		Диапазон изменени я	Средне е значен ие	
	скв.	проб			скв.	проб			
	I объект разработки				II объект разработки				
Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	3	6	0,7810- 0,8079	<b>0,7893</b>	9	17	0,8047- 0,8200	<b>0,8116</b>	
Вязкость, мПа*с при 20°C	3	6	2,80-4,42	<b>3,64</b>	9	17	4,08-7,96	<b>5,71</b>	
30°C	-	-	-	-	7	7	2,99-5,89	<b>6</b>	
40 °C	-	-	-	-	7	7	2,40-10,78	<b>4,66</b>	
50 °C	-	-	-	-	5	5	1,98-7,08	<b>3,36</b>	
60 °C	-	-	-	-	-	-	-	-	
100 °C	-	-	-	-	-	-	-	-	
Температура застывания, °C	3	6	5-15	<b>10</b>	9	19	1-23	<b>8,42</b>	
Температура насыщения парафином, °C	-	-	-	-	-	-	-	-	
Температура вспышки в закрытом тигле, °C	1	1	<20	<b>&lt;20</b>	4	4	-8-< 20	<b>3</b>	
Температура вспышки в открытом тигле, °C	-	-	-	-	-	-	-	-	
Массовое содержание, %	Серы	3	6	0,05-0,30	<b>0,23</b>	9	19	0,056-0,35	<b>0,16</b>
	Смол и силикагелевых	3	6	0,82-5,14	<b>2,24</b>	9	17	0,05-6,35	<b>3,3</b>
	Асфальтенов	3	6	0,02-0,36	<b>0,1</b>	8	16	0,04-1,83	<b>0,44</b>
	Парафинов	3	6	6,46-14,84	<b>10,67</b>	7	17	6,9-21,17	<b>12</b>
Объемный выход фракций, %	н.к.	3	5	40-69	<b>51</b>	6	9	40-84	<b>53</b>
	до 100°C	3	6	7-14	<b>9</b>	7	17	4-13	<b>8</b>
	до 250 °C	3	6	44-50	<b>47</b>	7	17	36-58	<b>45</b>
	до 300 °C	3	6	59-84	<b>67</b>	7	16	46-64	<b>56</b>

### 3.4.3 Компонентный состав растворенного газа

Компонентный состав нефтяного газа исследован по 29 пробам нефтяного газа, как устьевых, так и полученных в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти.

Из-за слабой освещённости продуктивных горизонтов пробамии газа однократного разгазирования, для характеристики компонентного состава нефтяного газа учитывались данные, полученные и по устьевым пробам нефтяного газа.

#### I объект разработки

Компонентный состав нефтяного газа определён по результатам исследований 12 проб из скважин 1, 5, 17 продуктивного горизонта Ю-IV блоков VII, VIII и IX.

Содержание метана в среднем составляет 71,89 % мольн., этана – 5,77% мольн., пропана – 8,46 % мольн., бутанов – 6,38 % мольн., пентанов+в – 3,17 % мольн. Содержание сероводорода составляет 0,49 % мольн., углекислого газа – 1,72 % мольн., азота – 1,99 % мольн. Плотность газа составляет 1,014 кг/м<sup>3</sup>.

#### II объект разработки

Компонентный состав нефтяного газа определён по результатам исследований 17 проб из скважин 1, 9, 17, 21, 22, 26, 31, 32, 40, 45, 46 продуктивных горизонтов Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IXа, Ю-VIII+ Ю-IX блоков Ю-VIII, Ю-IX и Ю-X. Из 4 новых проб кондиционной признана только одна проба со скважины 17, блок IX горизонта Ю-VII.

По новой пробе со скважины 46 (Ю-VIII+ Ю-IX блока X), отмечается пониженное значение метана, повышенное значение этана, вследствие чего проба отбракована.

Подобная закономерность пониженного значения метана и соответственно повышенного этана и других гомологов характерно для новых проб со скважины 45 и 26, что значительно отличает их от других ранее отобранных проб, пробы признаны некондиционными.

Содержание метана в среднем по объекту составляет 75,91 % мольн., этана – 9,18 % мольн., пропана – 6,80 % мольн., бутанов – 4,05 % мольн., пентанов+высших 2,71 % мольн. Содержание сероводорода составляет 0,85 % мольн., углекислого газа – 0,22 % мольн., азота – 0,95 % мольн. Плотность газа составляет 1,017 кг/м<sup>3</sup>.

В таблице 3.4.3 приведены усреднённые составы нефтяного газа по продуктивным горизонтам и объектам разработки.

Таблица 3.4.3 Компонентный состав газа при однократном разгазировании

Продуктивный горизонт	Ю-IVa	Ю-IVб	Среднее по I объекту	Ю-VI	Ю-VII	Ю-VIII	Ю-IX	Ю-X	Ю-VI,VII, VIII, IXa, X	Среднее по II объекту
Количество исследований	8	2		3	1	1	4	1	4	
Сероводород	0,5	0,95	0,49	0,85	-	сл.	-	0,5	0	0,85
Водород	0,2	0,15	0,18	0,13	-	-	-	-	-	0,13
Кислород	0,1	0,09	0,1	0,55	-	-	-	0,2	-	0,55
Гелий	0,04	-	0,04	0,05	-	-	-	-	-	0,05
Углекислый газ	0,88	0,1	1,72	0,48	0,22	0,05	0,16	0,2	0,27	0,22
Азот	1,95	5,75	1,99	1,81	1,14	0,15	1,05	0,05	1,46	0,95
Метан	71,58	66,75	71,89	74,6	89,43	76,79	62,81	81,3	68,92	75,91
Этан	5,92	6,35	5,77	8,45	5,1	11,15	11,6	2,6	8,36	9,18
Пропан	8,77	9,8	8,46	6,02	2,31	7,31	10,13	1,4	9,44	6,8
Изо-бутан	3,16	2,7	2,75	2,06	0,36	1,13	3,03	0,1	2,4	1,56
Н-бутан	3,75	4,15	3,63	2,34	0,69	2,06	5,56	0,2	4,08	2,49
Изо-пентан	1,08	1,35	1,15	0,95	0,25	0,54	2,11	0,05	1,68	0,91
Н-пентан	1,1	1,2	1,08	0,98	0,28	0,82	1,81	0,03	1,59	0,91
Гексан <sub>в</sub>	0,95	-	0,94	0,63	0,22	-	1,76	0,34	1,83	0,89
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1,035	1,014	1,014	0,959	0,772	1,18	1,165	0,785	1,089	1,017
Плотность относительная	0,859	0,842	0,842	0,781	0,641	0,98	0,967	0,652	0,904	0,841

### 3.4.4 Компонентный состав свободного газа

Состав и свойства свободного газа исследован по 4 пробам со скважин 42 и 43.

Пробы со скважины 42 получена на устье при перфорации интервалов 1541-1549 м и 1325-1340 м, соответствующие горизонтам Ю-VI и Ю-X.

После пересчета запасов проанализированы еще две пробы со скважины 43 из горизонта Ю-IXa. Первая проба отобрана 02 ноября 2020 года из интервала 1542-1546 м, 1547-1548 м, вторая - 09 февраля 2020 года из интервала 1553-1558 м, 1569-1574 м, 1577-1580 м. Средние значения состава газа представлены в таблице 3.4.4.

### III объект разработки

Компонентный состав свободного газа охарактеризован исследованиями 4 проб из скважин 42 и 43 продуктивных горизонтов Ю-VI, Ю- IXб, Ю-Х блоков XI и XII.

Содержание метана в среднем составляет 89,80 % мольн., этана – 4,10% мольн., пропана – 1,79 % мольн., бутанов – 1,04 % мольн., пентанов+в – 0,60 % мольн. Сероводород отсутствует, содержание углекислого газа – 0,29 % мольн., азота – 2,50% мольн. Плотность газа составляет 0,7642 кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 3.4.4 Компонентный состав и свойства свободного газа

Скважина	42	42	43	43	Среднее по II объекту
Продуктивный горизонт	Ю-VI	Ю-Х	Ю-IXа	Ю-IXа	
Интервал перфорации, м	1325-1340	1541-1549	1542-1546, 1547-1548	1553-1558, 1569-1574, 1577-1580	
Количество исследований	1	1	1	1	
Дата отбора	29.03.2019	11.11.2018	02.11.2020	09.02.2020	
Пластовое давление, МПа	14	14,7	-	-	
Пластовая температура, °С	52	58	-	-	
<b>Содержание компонентов, % мольн</b>					
Сероводород	-	-	-	-	-
Водород	-	-	-	-	-
Кислород	-	-	0,19	0,04	0,12
Гелий	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,26	0,29	0,33	0,29	0,29
Азот	1,74	1,02	4,02	3,23	2,5
Метан	92,49	91,45	87,5	87,74	89,8
Этан	3,64	3,86	4,38	4,52	4,1
Пропан	0,7	1,92	2,25	2,27	1,79
Изо-бутан	0,3	0,27	0,49	0,6	0,42
Н-бутан	0,46	0,44	0,64	0,94	0,62
Изо-пентан	0,26	0,21	0,19	0,36	0,26
Н-пентан	0,12	0,2	-	-	0,16
Гексан+в	0,03	0,34	-	-	0,19
<b>Физико-химические свойства газа</b>					
Доля сухого газа	0,9959	0,9925	0,9977	0,9976	0,9959
Молекулярный вес, г/моль	17,58	18,12	18,48	18,64	18,21
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,733	0,755	0,7808	0,7878	0,7642
Плотность относительная	0,608	0,627	0,6393	0,645	0,63
Низшая теплота сгорания при 20°С (15°С) и 101,325 кПа, МДж/м <sup>3</sup>	35,08	36,45	5,18	5,87	20,65
Высшая теплота сгорания при 20°С (15°С) и 101,325 кПа, МДж/м <sup>3</sup>	38,86	40,33	5,73	5,31	22,56

### 3.5 Текущее состояние разработки месторождения

Месторождение Майбулак характеризуется сложным геологическим строением. Особенностью строения Арыскупской грабен–синклинали является наличие разломного нарушения, проходящего вдоль всей ее осевой части и являющегося продолжением Главного Каратауского разлома. Залежи относятся к различным типам: пластовым сводовым, тектонически и литологически экранированным. Месторождение разрабатывается с 2001г и характеризуется снижением уровня годовых отборов нефти и нарастанием обводненности продукции.

На месторождении Майбулак для разработки продуктивных горизонтов выделяются три эксплуатационных объекта, при этом в составе объектов выделены нижеследующие залежи продуктивных горизонтов:

- I объект – нефтяные залежи горизонтов Ю-IVа, Ю-IVб с геологическими запасами нефти 2308,4 тыс. т категории В+С<sub>1</sub>;
- II объект – нефтяные залежи горизонтов Ю-V, VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IXа, Ю-IXб, Ю-X с геологическими запасами нефти 2192,1 тыс. т категории В+С<sub>1</sub>;
- III объект разработки - газовые залежи горизонтов Ю-VI, Ю-IXа, Ю-X (блок XI) Ю-IXб (блок XII), с геологическими запасами газа 18,2 млн. категории С<sub>1</sub>.

По состоянию на 01.05.2024г. с начала разработки по месторождению отобрано 835,9 тыс. тн нефти, 2603,6 тыс. тн жидкости и 49,913 млн. м<sup>3</sup> газа. Для поддержания пластового давления в пласт закачено 2042,3 тыс. м<sup>3</sup> воды.

Весь пробуренный фонд составляет 41 скважин., из них эксплуатационный фонд скважин составляет 15 ед., из них 15 скважин находятся в действующем фонде. В фонде нагнетательных скважин числится 5 ед. Наблюдательный фонд составляет 14 ед., В фонде ликвидированных скважин – 7 ед., все скважины ликвидированы по геологическим причинам.

Характеристика фонда скважин месторождения на 01.05.2024г приведена в таблице 3.5.1

Таблица 3.5.1 Характеристика фонда скважин месторождения Майбулак.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Всего скв., ед.
<b>1. Эксплуатационный фонд скважин</b>	1.1 Добывающий фонд	<b>15</b>
	в т.ч действующие	15
	<i>из них:</i>	
	<i>Фонтанные</i>	0
	<i>ВШНУ</i>	6
	<i>УЭЦН</i>	3
	<i>ШГН</i>	6
	1.2 Бездействующие	<b>0</b>
	1.3 В простое	<b>0</b>
<b>2. В освоении/в обустройстве</b>		<b>0</b>
<b>3. В консервации</b>		<b>0</b>
<b>4. Наблюдательный фонд</b>		<b>14</b>
<b>5. Ликвидированный фонд</b>		<b>7</b>
<b>6. Фонд нагнетательных скважин</b>	Всего	<b>5</b>
	в т.ч действующие (вода)	5
	бездействующие	0
<b>ИТОГО фонд скважин</b>		<b>41</b>



### 3.6 Технологические проектные показатели разработки месторождений.

В соответствии с положениями проектного документа «Проект разработки месторождения Майбулак» по состоянию на 01.01.2023г. основные утвержденные технологические показатели по рекомендуемому второму варианту разработки приведены в таблицах № 3.6.1 и № 3.6.2.

Таблица 3.6.1 Характеристика фонда скважин.

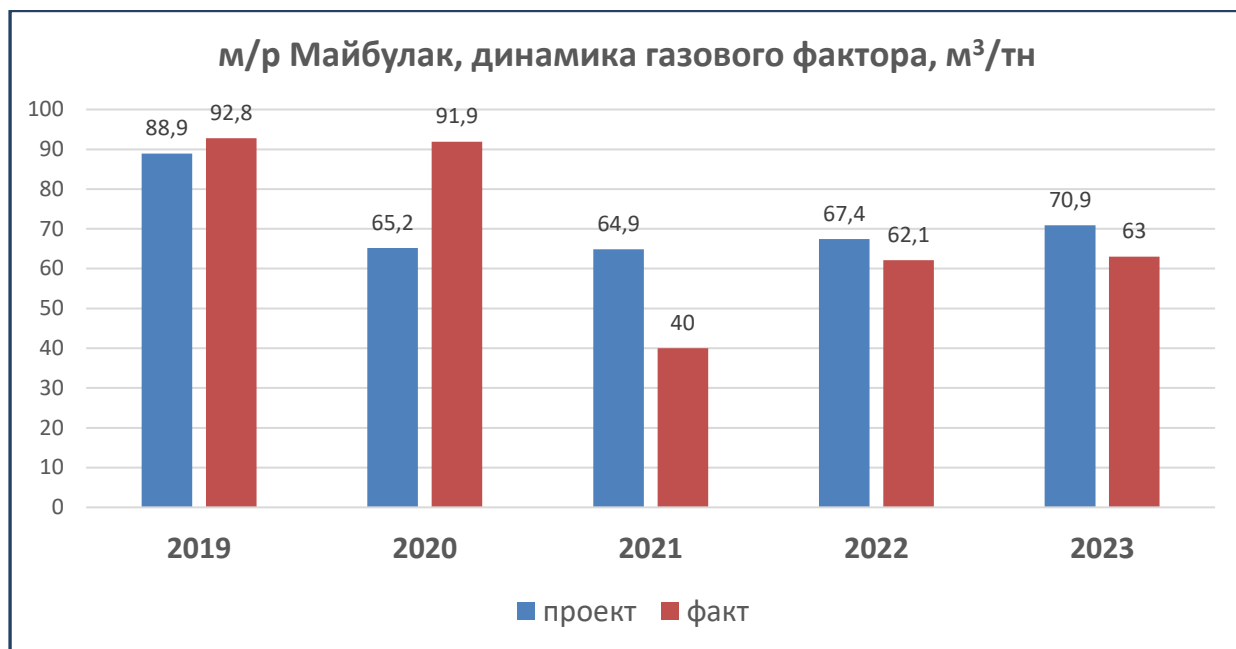
Годы	Ввод скважин всего	Ввод скважин из бурения, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Средне-год. дебит нефти на 1 скв. тн/сут	Приемистость нагн. скважин м <sup>3</sup> /сут	Фонд нагнет. скв. на конец года
		Добывающих	Нагнетательных	всего	мех			
2024	0	0	0	13	13	1,754	32,8	5
2025	0	0	0	13	13	1,563	31,9	5
2026	0	0	0	13	13	1,392	29,3	5

Таблица 3.6.2 Характеристика основных показателей разработки.

Годы	Добыча нефти, тыс. тн	Добыча жидкости, тыс. тн	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс. м <sup>3</sup>	Добыча нефтяного газа, млн. м <sup>3</sup>	Добыча свободного газа, млн. м <sup>3</sup>	Итого добыча газа, млн. м <sup>3</sup>
2024	5,744	70,1	91,8	56,9	0,422	0,292	0,714
2025	5,118	68,3	92,5	55,3	0,376	0,286	0,662
2026	4,558	63,1	92,8	50,8	0,335	0,279	0,614

### 3.7 Динамика изменения газового фактора

График 3.7.1 Динамика газового фактора по м/р Майбулак



### 3.8 Прогноз добычи нефти и газа в рамках утвержденных проектных документов

В таблице 3.8.1 представлены утвержденные проектные показатели добычи нефти и газа в соответствии с проектным документом «Проект разработки месторождения Майбулак» по состоянию на 01.01.2023г. (Протокол ЦКРР РК № 48/4 от 15.02.2024г.).

Таблица 3.8.1 Основные показатели добычи нефти и газа по м/р Майбулак на 2024-2026гг.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Добыча нефти, тыс. тн	Добыча нефтяного газа, млн. м³	Добыча свободного газа, млн. м³	Итого добыча газа, млн. м³
2024	0	5,744	0,422	0,292	0,714
2025	0	5,118	0,376	0,286	0,662
2026	0	4,558	0,335	0,279	0,614

### 3.9 Существующая система сбора и подготовки нефти и газа

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промышленного транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промышленного потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

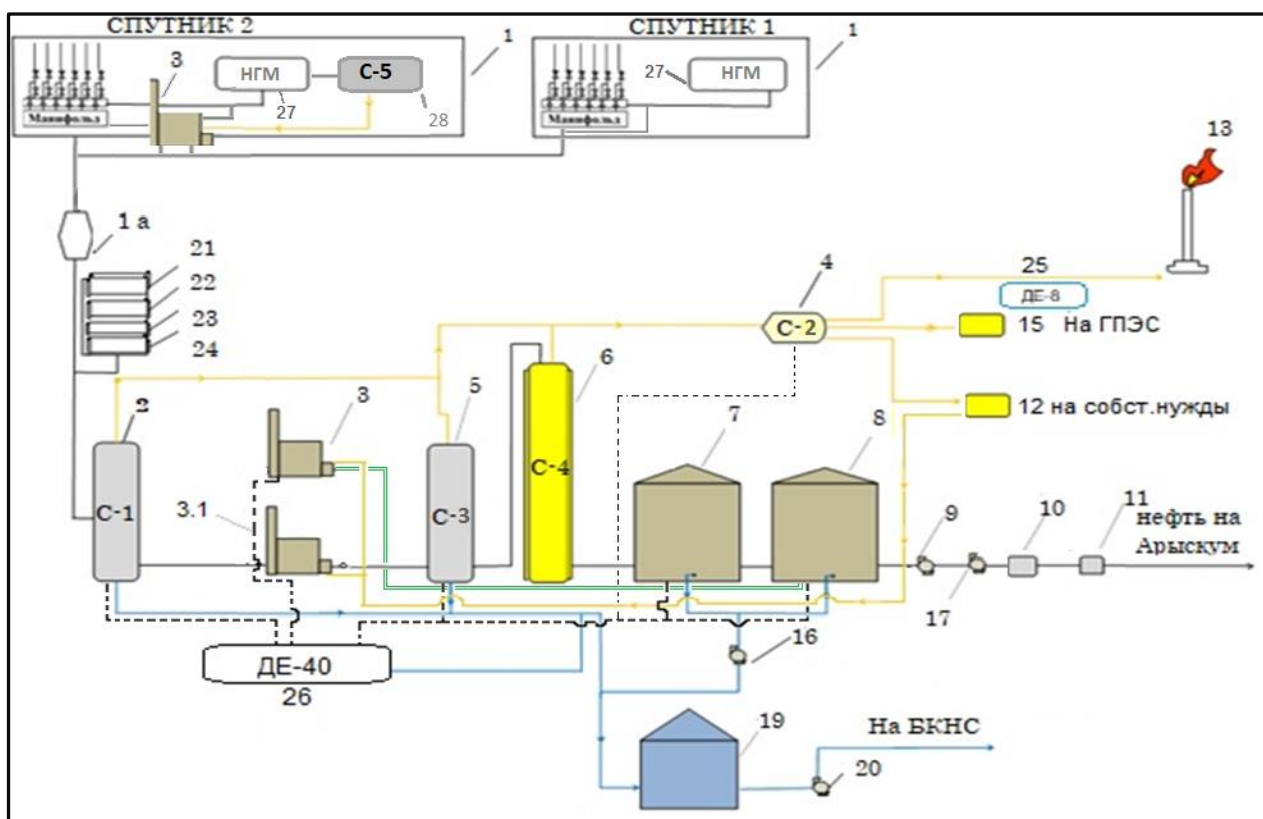
Принципиальная технологическая схема сбора, подготовки и транспорта нефти месторождения Майбулак приведена на рис. 3.9.1.

В основу технологической схемы сбора нефти заложена однетрубная лучевая герметизированная напорная система сбора продукции скважин, которая до минимума сокращает потери нефти и газа при внутрипромысловом сборе и подготовке нефти по месторождению и при транспортировке ее по трубопроводу.

Газожидкостная смесь со скважин проходит через гребенки систем, типа «Спутник» (2 ед.), где производится поочередный замер продукции скважин тестовыми сепараторами типа «НГМ», при этом продукция остальных скважин транспортируется по трубопроводу в пункт сбора нефти (ПСН). Также на Спутнике №2 имеется вертикальный сепаратор С-5 BROMLEY для отбора газа на печь подогрева АРГО (1 ед.), которая служит для нагрева сборной нефти со Спутников №1 и №2. Далее нефтегазовая жидкость поступает на трехфазную сепараторную установку первой ступени С-1 ( $V = 12,5 \text{ м}^3$ ). Перед сепаратором в поток газожидкостной смеси подается из БР-1,2,3,4 ингибитор солейотложений, деэмульгатор обезвоживания и обессоливания, замедления коррозии для химической обработки. Частично разгазированная газожидкостная смесь после первой ступени сепарации в сепараторе С-1 поступает в печи подогрева BROMLEY, где подогревается до температуры  $90^\circ\text{C}$ . Подогретый нефтяной поток после печей подается на вторую ступень сепарации в сепаратор С-3 (объемом  $6,3 \text{ м}^3$ ), где происходит обезвоживание нефти. Процесс подготовки осуществляется в сепараторе второй ступени С-3. В настоящее время нефтяная эмульсия после второй ступени сепарации в С-3 поступает сразу в резервуары хранения нефти состоящий из 2 товарных резервуаров хранения нефти РВС-1000  $\text{м}^3$ . Концевая сепарационная установка С-4 находится в резерве. Выделивший газ после сепараторов С-1, С-3 поступает в газоочиститель С-2 и далее направляется на ГПУ (газопоршневая установка «Ямбахер») для выработки электроэнергии, а также используется как топливный газ для печей подогрева нефти.

После отстоя нефти в резервуарах, подтоварная вода насосами Х80-65 откачивается в резервуар пластовой воды. Далее, нефть из резервуаров товарной нефти насосами НБ-125 и НБ-32 перекачивается через узлы учета нефти СИКН (МС-300) в нефтепровод Арыскум.

Рис.3.9.1 Принципиальная схема сбора и транспортировки нефтегазовой продукции месторождения Майбулак.



Условные обозначения:	
1-ЗУ Спутник (сеп.НГМ 2 ед.)	12-Газ на собственные нужды
1а-Входный манифольд на УСН	13-Факельная установка
2-Сепаратор объемом 12,5 м3 (С-1)	14-Автоцистерна
3-Печи Арго	15-Газопоршневая установка (ГПУ)
3.1-Печь Bromley	18-Дренажный резервуар (40м3)
4-Газоочиститель 4 м3(С-2)	19-Резервуар пластовой воды (1000м3)
5-Сепаратор объемом 6,3 м3 (С-3)	21;22 - Деэмульгаторы
6-Газбут 19,6 м3(С-4)	23-Ингибитор отложений
7;8 - Резервуары товарной нефти (1000м3)	24-Ингибитор коррозии
9;16;17;20 - Насосы	25-конденсатосборник ДЕ 8
10-Замерной узел (СИКН)	26- Дренажная емкость ДЕ 40
11-Камера запуска скребка	27-Сепаратор НГМ на ЗУ
	28- Сепаратор Бромлей С-5

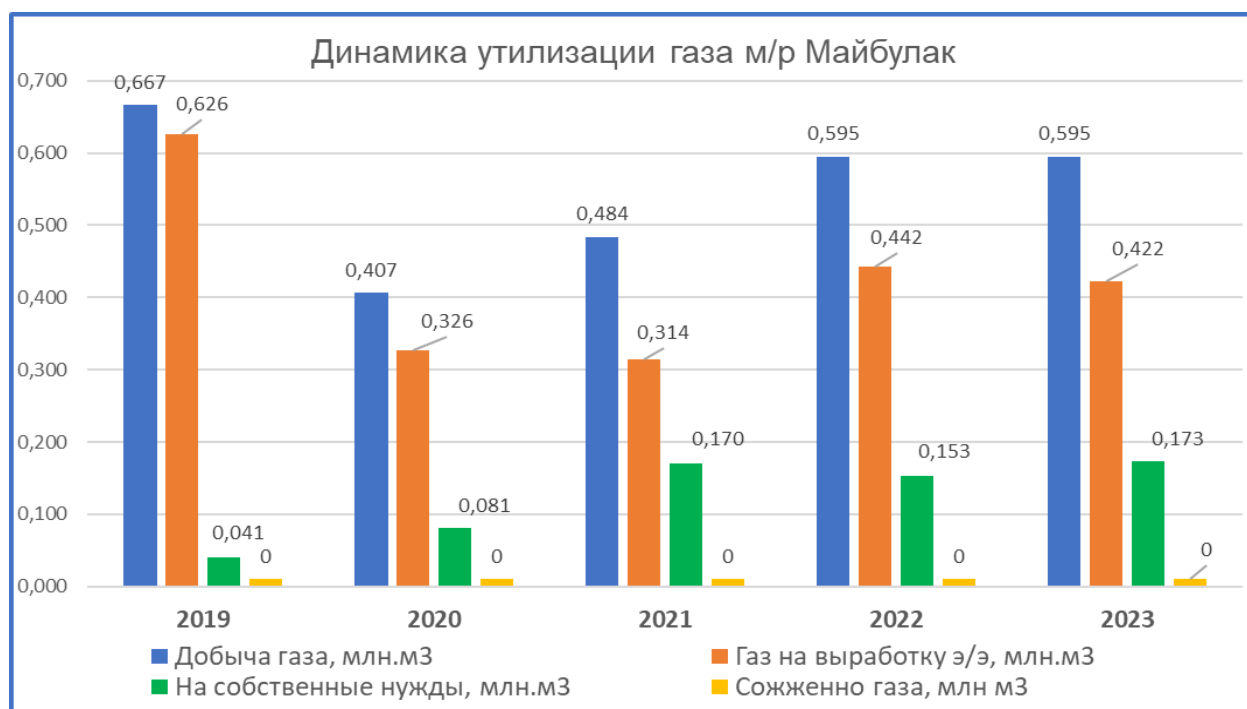
### 3.10 Динамика изменения переработки / утилизации сырого газа

На месторождении Майбулак в соответствии с проектными решениями добываемый газ используется качестве топлива в печах подогрева и на выработку электроэнергии на газопоршневой электростанции (ГПЭС).

Газопоршневая установка по выработке электроэнергии с объемом потребления газа до 7,2 тыс. м<sup>3</sup> в сутки введена в эксплуатацию в 2009 году. Весь объем добытого газа направляется на выработку электроэнергии, в качестве топлива для печей подогрева нефти газ используется в незначительных количествах, в целях поддержания необходимой температуры нефти для дальнейшей перекачки в магистральный нефтепровод.

На графике №3.10.1 представлены изменения показателей объемов утилизации газа по месторождению Майбулак в период 2019-2023гг. За этот период было добыто 2,748 млн. м<sup>3</sup> газа, из них на выработку электроэнергии было использовано 2,131 млн. м<sup>3</sup> газа, на собственные нужды потреблено 0,617 млн. м<sup>3</sup>, сожжено 0,0002 млн. м<sup>3</sup>.

График 3.10.1 Динамика объемов утилизации газа по м/р Майбулак в период 2019-2023гг.



мр	Годы	Добыча нефти, тыс. тн	Добыча газа, млн. м3	На собственные нужды, млн. м3	На выработку э./э, млн. м3	Сожжено газа, млн. м3	Потери, млн. м3
Майбулак	2019	7,497	0,667	0,041	0,63	0,000	0,0
Майбулак	2020	6,244	0,407	0,074	0,326	0,000	0,007
Майбулак	2021	7,460	0,484	0,170	0,314	0,000	0,0
Майбулак	2022	8,828	0,595	0,153	0,442	0,000	0,0
Майбулак	2023	8,393	0,595	0,173	0,422	0,0002	0,0

## 4. ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА НЕИЗБЕЖНОГО СЖИГАНИЯ ГАЗА

Объем технологически неизбежного сжигания газа по месторождению Майбулак рассчитан в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания попутного и (или) природного газа при проведении нефтяных операций» утвержденный приказом № 164 от 5 мая 2018 года Министра энергетики Республики Казахстан.

### 4.1. Обоснование сжигания газа при испытании объектов скважин ( $V_{III}$ )

В рамках нового проектного документа в т.ч. и Корректировки программы развития переработки сырого газа м/р Майбулак в период 2024-2026гг. испытание скважин не предусматривается.  $V_{III} = 0 \text{ м}^3$ .

### 4.2 Обоснование сжигания газа при пробной эксплуатации ( $V_{IV}$ )

В настоящее время месторождение Майбулак находится в промышленной эксплуатации. В рамках настоящего документа не предусматривается сжигание сырого газа при пробной эксплуатации.  $V_{IV} = 0 \text{ м}^3$ .

### 4.3 Обоснование объема сжигания газа при технологически неизбежном сжигании сырого газа ( $V_V$ )

Наличие на объектах системы добычи, сбора, хранения, транспортировки, подготовки и переработки углеводородов технологически неизбежного сжигания сырого газа ( $V_V$ ) обуславливает необходимость их количественной оценки для установления расчетных нормативов и объемов сжигания сырого газа.

Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа ( $V_V$ ) определяется по следующей формуле:

$$V_V = V_6 + V_7 + V_8 + V_9, \text{ где:}$$

$V_V$  - объем технологически неизбежного сжигания

$V_6$  - объем сжигаемого газа при пуско-наладке технологического оборудования;

$V_7$  - объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования;

$V_8$  - объем сжигаемого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования.

$V_9$  - норматив и объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования,  $\text{м}^3$ .

#### **4.4. Обоснование объема сжигания газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования, (V6).**

В 2024 году в рамках действующего проектного документа «Проект разработки месторождения Майбулак» не предусмотрены пусконаладочные работы технологического оборудования со сжиганием газа.  $V6=0 \text{ м}^3$

#### **4.5. Обоснование объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования, (V7).**

При эксплуатации технологического оборудования не предусмотрено сжигание газа на факельной установке.  $V7=0 \text{ м}^3$

#### **4.6. Обоснование объема сжигания газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования, (V8).**

В 2024 и 2026 годах планируется сжигание газа на время проведения технического освидетельствования сепараторов 1; 2 ступени (С1; С2), а также С3-газоочистителя. Факельная система будет задействована в процессах опорожнения технологических установок. Суммарный объем сжигания газа в 2024г  $V8 = 39 \text{ м}^3$ . В 2026 году  $V8 = 6 \text{ м}^3$ .

#### **4.7. Обоснование объема сжигания газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования, (V9).**

В отсутствии предпосылок по сбою оборудования, в период 2024-2026гг на месторождении Майбулак не предусматривается сжигание газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования.  $V9 = 0 \text{ м}^3$

### **5. Технология переработки/утилизации**

На месторождении Майбулак продукция добывающих скважин транспортируется по нефтегазосборному коллектору на замерные установки (ЗУ). С замерных установок газожидкостная смесь по нефтесборным коллекторам поступает на ПСН Майбулак, где происходит разделение на нефть, газ, воду.

Пункт сбора нефти ПСН предназначен для сбора и подготовки сырой нефти поступающей от добывающих скважин месторождения. На ПСН подготовка нефти осуществляется методом термохимического воздействия с применением реагентов, для доведения ее до товарного качества и сдачи потребителю в магистральную нефтепроводную систему. Добываемая продукция месторождения Майбулак со скважин по выкидной линии подключается к манифольду, далее объединившись в один коллектор от Спутников №1 и

№2 общим потоком проходит через сепаратор первой стадии С-1 (12,5м<sup>3</sup>). Перед сепаратором в поток газожидкостной смеси подается ингибитор солеотложений и деэмульгатор обезвоживания и обессоливания. После сепаратора газожидкостная смесь проходит через печи подогрева, где подогревается и поступает в сепаратор второй ступени С-3 (6,3м<sup>3</sup>). Процесс подготовки осуществляется в сепараторе второй ступени. В настоящее время нефтяная эмульсия после второй ступени сепарации в С-3 поступает сразу в резервуары хранения нефти состоящий из 2 товарных резервуаров хранения нефти РВС-1000 м<sup>3</sup>. Концевая сепарационная установка С-4 находится в резерве.

После отстоя нефти в резервуарах, подтоварная вода насосами Х80-65 откачивается в резервуар пластовой воды. Далее, нефть из резервуаров товарной нефти насосами НБ-125 и НБ-32 перекачивается через узлы учета нефти СИКН (МС-300) в нефтепровод Арыскум.

Выделившийся газ после сепараторов С-1, С-3 поступает в газоочиститель С-2 и далее направляется на ГПУ (газопоршневая установка «Ямбахер») для выработки электроэнергии, а также используется как топливный газ для печей подогрева нефти.



## 6. Баланс газа

В таблице 6.1 представлены показатели добычи и распределения сырого газа по месторождению Майбулак согласно утвержденной ПРПСГ АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» по месторождению Карабулак (Протокол МЭ РК №1 от 18.08.2023г.).

В таблице 6.2 представлены показатели добычи и распределения сырого газа по месторождению Майбулак с уточненными показателями на 2024-2026гг.

Таблица 6.1 Показатели утвержденной в рамках ПРПСГ АО «ПККР» добычи и распределения газа м/р Майбулак в период 2024-2026гг.

№ п/п	Показатели/годы	2024г.	2025г.	2026г.
	1	2	3	4
1	Добыча нефти, тыс. тн	17,7	17,8	16,1
2	Добыча газа, млн. м <sup>3</sup> V <sub>1</sub>	0,700	0,700	0,600
3	Собственные нужды (печи подогрева нефти), млн. м <sup>3</sup> V <sub>1</sub>	0,218	0,237	0,156
4	Технологические потери газа, млн. м <sup>3</sup> V <sub>2</sub>	0	0	0
5	Газ на выработку электроэнергии, млн. м <sup>3</sup> V <sub>3</sub>	0,475	0,457	0,438
6	Закачка в пласт, млн. м <sup>3</sup> V <sub>4</sub>	0	0	0
7	Отчуждение, млн. м <sup>3</sup> V <sub>5</sub>	0	0	0
8	Технологически неизбежное сжигание газа, всего, млн. м <sup>3</sup> V <sub>v</sub>	0,007	0,006	0,006
8.1	сжигание по категории V <sub>6</sub> , при пуско-наладке тех.оборудования, млн. м <sup>3</sup>	0,0004	0	0
8.2	сжигание по категории V <sub>7</sub> , при эксплуатации тех.оборудования, млн. м <sup>3</sup>	0,005	0,004	0,004
8.3	сжигание по категории V <sub>8</sub> , при тех.обслуживании и ремонтных работах тех.оборудования, млн. м <sup>3</sup>	0,002	0,002	0,002
8.4	сжигание по категории V <sub>9</sub> , при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования, млн. м <sup>3</sup>	0	0	0
9	Утилизация газа в %	99,0	99,1	99,0

Таблица 6.2 Уточненные показатели добычи и использования газа м/р Майбулак в период с 01.07.2024г по 31.12.2026г. на основании проектного документа «Проект разработки месторождения Майбулак» по состоянию на 01.01.2023г.

№ п/п	Показатели/годы	с 01.07.2024г. по 31.12.2024г.	2024г.	2025г.	2026г.
		2	3	4	5
1	Добыча нефти, тыс. тн	2,888	5,744	5,118	4,558
2	Добыча газа, млн. м <sup>3</sup> V <sub>1</sub>	0,359	0,714	0,662	0,614
3	Собственные нужды (печи подогрева нефти), млн. м <sup>3</sup> V <sub>1</sub>	0,116	0,230	0,204	0,175
4	Технологические потери газа, млн. м <sup>3</sup> V <sub>2</sub>	0,0005	0,001	0,001	0,001
5	Газ на выработку электроэнергии, млн. м <sup>3</sup> V <sub>3</sub>	0,243	0,483	0,457	0,438
6	Закачка в пласт, млн. м <sup>3</sup> V <sub>4</sub>	0	0	0	0
7	Отчуждение, млн. м <sup>3</sup> V <sub>5</sub>	0	0	0	0
8	Технологически неизбежное сжигание газа, всего, млн. м <sup>3</sup> V <sub>v</sub>	0,00004	0,00004	0,00000	0,000006
8.1	сжигание по категории V <sub>6</sub> , при пуско-наладке тех.оборудования, млн. м <sup>3</sup>	0	0	0	0
8.2	сжигание по категории V <sub>7</sub> , при эксплуатации тех.оборудования, млн. м <sup>3</sup>	0	0	0	0
8.3	сжигание по категории V <sub>8</sub> , при тех.обслуживании и ремонтных работах тех.оборудования, млн. м <sup>3</sup>	0,00004	0,00004	0,00000	0,000006
8.4	сжигание по категории V <sub>9</sub> , при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования, млн. м <sup>3</sup>	0	0	0	0
9	Утилизация газа в %	99,9	99,9	99,9	99,8

## 7. ПЛАНЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗА АО «ПККР»

Компания АО «ПККР» в ходе реализации программ развития переработки газа систематически прорабатывает вопросы поиска оптимальных путей утилизации/переработки газа в целях обеспечения минимизации объема сжигания углеводородного газа, экологической безопасности, рационального и комплексного использования сырого газа.

В настоящее время АО «ПККР» осуществляются проекты использования ресурсов сырого газа, связанные с потреблением газа для собственных нужд с учетом задействования существующих мощностей. В этой связи, завершено строительство газопровода для поставки газа с территории месторождения Кызылкия на ГТУ месторождения Кумколь. Мощности объектов потребления газа ГТУ на территории Кумколь позволяют использовать ресурс газа с м/р Кызылкия и близрасположенных месторождений.

В перспективе для сокращения эксплуатационных и капитальных затрат при эксплуатации месторождения Майбулак будет рассматриваться оптимизация системы сбора и транспортировки нефтегазовой продукции.

Планы по рациональному использованию сырого газа месторождения Майбулак основываются на использовании собственных мощностей.

## 8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время на месторождении Майбулак АО «ПККР» сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива на печах подогрева нефти промысла и для выработки электроэнергии на газопоршневых установках (ГПЭС).

Согласно Корректировки Программы развития переработки попутно-добываемого сырого газа по месторождению Майбулак приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа для выработки электроэнергии на газопоршневых установках и печах подогрева нефти.

В настоящее время, реализация данного направления в полном объеме обеспечивает рациональное использование попутно-добываемого сырого газа.

Расчеты технологически неизбежного сжигания газа представлены в приложении В.

### Список приложений

№п/п (№)	Наименования
1	Приложение А
2	Приложение Б
3	Приложение В