



Акимат Костанайской области  
Национальный оператор РК - АО «QAZAQGAZ»



## Костанайская область



## Оглавление

<b>1. ПАСПОРТ РЕГИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ГАЗИФИКАЦИИ КОСТАНАЙСКОЙ ОБЛАСТИ.....</b>	<b>3</b>
<b>НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА ПО РАЗРАБОТКЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ГАЗИФИКАЦИИ КОСТАНАЙСКОЙ ОБЛАСТИ .....</b>	<b>4</b>
<b>2. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНА.....</b>	<b>5</b>
<b>2.1. Основные социально-экономические показатели развития региона .....</b>	<b>5</b>
<b>2.2 Основные целевые индикаторы развития.....</b>	<b>12</b>
<b>2.3. Оценка влияния социально-экономических показателей на привлекательность газификации региона.....</b>	<b>17</b>
<b>3. СЛОЖИВШИЙСЯ И ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС РЕГИОНА ...</b>	<b>21</b>
<b>3.1. Обеспеченность и динамика развития топливно-энергетического баланса региона ....</b>	<b>21</b>
<b>3.2. Оценка существующей и прогнозной ресурсной базы Республики Казахстан, перспективы поставок добычи и выработки товарного газа по региону.....</b>	<b>23</b>
<b>4. ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА И ПЛАНИРУЕМЫХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ .....</b>	<b>36</b>
<b>4.1. Характеристика существующей газораспределительной системы и схемы газоснабжения региона с учетом действующих магистральных газопроводов .....</b>	<b>36</b>
<b>4.2. Анализ реализуемых проектов строительства магистральных газопроводов и перспективы новых маршрутов поставок казахстанского газа на внутренний рынок региона</b>	<b>47</b>
<b>4.3. Схема расположения существующих и планируемых к строительству магистральных газопроводов региона .....</b>	<b>52</b>
<b>5. ОБОСНОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ГАЗИФИКАЦИИ .....</b>	<b>123</b>
<b>5.1. Обзор реализуемых и перспективных проектов по развитию системы газоснабжения и газификации в регионе .....</b>	<b>123</b>
<b>5.2. Программа поэтапного строительства объектов системы газоснабжения и газификации региона.....</b>	<b>138</b>
<b>5.3. Карта региональной схемы газификации области (в разрезе районов) по периодам развития газификации.....</b>	<b>142</b>
<b>6. АНАЛИЗ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ .....</b>	<b>123</b>
<b>6.1 Предложения по производству и использованию сжиженного и компримированного газа в целях газификации .....</b>	<b>123</b>
<b>6.2 Использование природного газа в качестве моторного топлива .....</b>	<b>127</b>
<b>7. ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕАЛИЗАЦИИ РЕГИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ГАЗИФИКАЦИИ .....</b>	<b>140</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....</b>	<b>143</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2 .....</b>	<b>148</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 3 .....</b>	<b>151</b>

# 1. ПАСПОРТ РЕГИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ГАЗИФИКАЦИИ КОСТАНАЙСКОЙ ОБЛАСТИ

Наименование проекта	Региональная схема газификации Республики Казахстан
Наименование раздела проекта	Региональная схема газификации Костанайской области
Основание	Договор №052-01-22R/741423/2022/1 от 18.07.2022 г.
Заказчик	Акционерное общество "Интергаз Центральная Азия"
Исполнители	ТОО «КАТЕК»
Цель проекта	Разработка региональных схем газификации регионов РК и создание обновляемой и дополняемой информационной системы с возможностью осуществления оценки приоритетности газификации.
Задачи	<ul style="list-style-type: none"> <li>• проведение анализа социально-экономических развития регионов Республики Казахстан с целью определения перспективного развития газификации;</li> <li>• Проведение анализа существующей ресурсной базы для оценки потенциального объема предложения товарного газа на внутреннем рынке РК;</li> <li>• Разработка новых маршрутов магистральных газопроводов и межрайонных и межпоселковых газопроводов в разрезе областей и районов;</li> <li>• Определение потенциального объема спроса на товарный газ на внутреннем рынке;</li> <li>• Проведение предварительного анализа объема инвестиций, необходимого для газификации каждого анализируемого региона РК;</li> <li>• Формирование информационной системы, обладающей возможностями обновления и дополнения;</li> </ul>
Количество предполагаемых к газификации населенных пунктов	В 2022 г. газифицированных природным газом населенных пунктов – 78 н/п; к 2025 г. природным газом – 97 н/п; к 2030 г. природным газом – 117 н/п.
Укрупненная оценка объемов инвестиций	Укрупненная стоимость строительства объектов газификации: к 2025 г. – 56,031 млрд.тенге; к 2030 г. – 21,169 млрд.тенге
Возможные источники инвестиций	Средства Национального оператора АО НК «QAZAQGAZ», Средства республиканского или местного бюджета, а также частных инвесторов, в рамках государственно-частного партнерства.
Период реализации проекта	2022-2030 гг.

## НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА ПО РАЗРАБОТКЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ГАЗИФИКАЦИИ КОСТАНАЙСКОЙ ОБЛАСТИ

1. Закон Республики Казахстан «О газе и газоснабжении» от 9 января 2012 года №532-IV;
2. Генеральная схема газификации Республики Казахстан на 2015 - 2030 годы, утв. Постановлением Правительства Республики Казахстан от 4 ноября 2014 года № 1171;
3. Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы, утв. постановлением Правительства Республики Казахстан от 18 июля 2022 года № 488;
4. Государственная программа индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2020 – 2025 годы, утв. Постановлением Правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2019 года № 1050;
5. Указ Президента Республики Казахстан «Национальный план развития Республики Казахстан до 2025 года» от 15 февраля 2018 года № 636.
6. Программа по развитию нефтегазового сектора в Республике Казахстан на 2010 – 2014 годы, утв. Постановление Правительства Республики Казахстан от 14 апреля 2010 года № 302 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.04.2014 г.);
7. Государственная программа развития регионов на 2020 - 2025 годы, утв. Постановлением Правительства Республики Казахстан от 27 декабря 2019 года № 990;
8. Послание Главы государства Касым-Жомарта Токаева народу Казахстана «Единство народа и системные реформы - прочная основа процветания страны» (г. Нур-Султан, 1 сентября 2021 года)
9. Указ Президента Республики Казахстан от 15 февраля 2018 года № 636 «Об утверждении Национального плана развития Республики Казахстан до 2025 года и признании утратившими силу некоторых указов Президента Республики Казахстан» (с изменениями по состоянию на 26.02.2021 г.)
10. План развития Костанайской области на 2021-2025 годы (приложение к решению Костанайского областного маслихата от 11 декабря 2020 года № 557) (с изменениями от 10.12.2021 г.)

## 2. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНА

### 2.1. Основные социально-экономические показатели развития региона

#### 2.1.1. Общая природно-климатическая характеристика региона

**Географическое положение.** Область занимает выгодное экономико-географическое положение благодаря соседству с такими развитыми промышленными районами, как Урал на западе и Центральный Казахстан на юго-востоке. Костанайская область граничит с четырьмя областями Республики Казахстан (Актюбинской, Областью Ұлытау, Акмолинской и Северо-Казахстанской) и тремя областями Российской Федерации (Оренбургской, Челябинской, Курганской).

**Рельеф.** Территория области характеризуется относительно равнинным рельефом. Северную часть занимает юго-восточная окраина Западно-Сибирской низменности, к югу от нее располагается Торгайское плато; на западе области – волнистая равнина Зауральского плато, а на юго-западе - отроги Сарыарки.

**Природно-климатические условия.** Климат резко континентальный и крайне засушливый. Зима продолжительная, морозная, с сильными ветрами и метелями, лето жаркое, сухое. Средняя температура января на севере области от -14 до -28 °C, на юге от -14 до -20 °C, средняя температура июля на севере области от +12 до +21 °C, на юге области от +21 до +25 °C. Абсолютный минимум достигает -40,5 — -43°, абсолютный максимум +41,0 +44,5°.

Годовое количество осадков 250-300 мм на севере области и 240-280 мм - на юге.

В северной части области преобладают черноземы с красноковыльно-разнотравной растительностью, березово-осиновыми колками и сосновыми борами (Аракарагай, Аманкарагай); в центральной части – каштановые почвы с разнотравно-красноковыльной растительностью, сосновым бором Наурзымкарагай, на базе которого организован одноименный заповедник, в южной половине - светло-каштановые почвы и сероземы с типчаково-ковыльной и полынной растительностью.

**Полезные ископаемые (в т.ч. перспективные для освоения).** Минерально-сырьевая база характеризуется наличием большого количества разнообразных полезных ископаемых, возможностью разработки большинства месторождений дешевым открытым способом, что определяет важное значение минеральных ресурсов области для республики.

В Костанайской области известно и изучено в различной степени 32 вида полезных ископаемых. Разведано около 400 месторождений полезных ископаемых и минерального сырья, в том числе: строительных материалов – 234 месторождения, 18 - железа, 22 - бокситов, 7 - золота, 2 – титана, 10 – угля, по одному – серебра, никеля и цинка. В регионе сосредоточено 92,6% запасов железных руд (4% от мирового запаса), 98,2% – бокситов, 81,2% - кобальта, 51,6% - никеля, 4,6% - титана, 3,1% - золота от общих балансовых запасов Республики Казахстан. На территории области расположено единственное в Казахстане разрабатываемое Житикаринское месторождение хризотил-асбеста, продукция которого поставляется на экспорт.

**Водные ресурсы.** Речная сеть редкая. В пределах области насчитывается около 310 мелких рек. Наиболее крупные реки – Тобол и Торгай. На реке Тобол находятся Верхнетобольское, Карагатамарское и Амангельдинское водохранилища. В области находится более 5 тысяч озер. Самые крупные из них расположены в Торгайской ложбине - Кусмурын, Тениз, Койбагор, Акколь, Сарыколь, Алаколь и другие.

### **2.1.2. Административно-территориальное положение области**

Территория области составляет 196 тыс.км<sup>2</sup>. Плотность населения в среднем по области (на 1 км<sup>2</sup> территории) составляет 4,4 человека. Центр области расположен в городе Костанае, который находится на реке Тобол. В городе на 1 января 2022 года проживали 254,526 тыс.человек или 29,7% всего населения области. Расстояние от Костаная до Астаны а – 760 км. В области 16 районов и 4 города областного значения, 2 города районного значения, 3 поселка, 517 сельских населенных пункта, численность городского населения составляет 504,671 тыс. человек (58,8%), сельского – 353,187 тыс. человек (41,2%).

**Таблица 2.1.2.1 - Административно-территориальное деление области**

	Территория, тыс. км <sup>2</sup>	Плотность населения, человек на 1 км <sup>2</sup>				
		2016	2017	2018	2019	2020
<b>Костанайская область</b>	196	4,5	4,5	4,5	4,4	4,4
г.Костанай	0,3	784,3	798,8	810,1	827,6	839,4
Аркалық г.а.	15,6	2,7	2,7	2,7	2,6	2,5
Лисаковск г.а.	0,1	410,9	408,4	405,4	402,4	399,6
Рудный г.а.	0,2	649,2	650,3	650,5	648,7	644,2
<b>районы:</b>						
Алтынсаринский район	5,4	2,7	2,6	2,6	2,5	2,5
Амангельдинский район	22,5	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Аулиекольский район	11,1	4	3,9	3,8	3,7	3,6
Денисовский район	6,8	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6
Джангельдинский район	37,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Житикаринский район	7,3	6,8	6,7	6,6	6,5	6,4
Камыстынский район	12,1	1,1	1,1	1	1	1
Карабалыкский район	6,9	4,1	4,1	4	3,9	3,9
Карасуский район	12,8	2,1	2	2	1,9	1,9
Костанайский район	7,4	9,5	9,5	9,6	9,6	9,7
Мендыкаринский район	6,6	4,3	4,2	4,1	4	3,9
Наурзумский район	15,2	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Сарыкольский район	6,1	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2
Район Беймбета Майлина	7,6	3,4	3,3	3,3	3,2	3,1
Узункольский район	7,2	3,1	3	2,9	2,8	2,8
Федоровский район	7,2	3,7	3,6	3,5	3,5	3,4

### **2.1.3. Экономическая специализация развития области**

Костанайская область характеризуется как индустриально-аграрный регион.

Основными региональными продуктами промышленного производства являются железорудная продукция, бокситы, асбест, продукция машиностроения, металлургия, мука, кондитерские изделия. В республиканском объеме на область приходится 100% производства железорудных окатышей, бокситов, асбеста.

Валовой региональный продукт на душу населения за 2015-2021 годы увеличился с 1561,7 тыс. тенге до 4082,8 тыс. тенге, или в сравнении с 2015 годом в 2,6 раза. На рост ВРП повлияли в основном высокие темпы прироста в промышленности в 3,3 раза, в сельском хозяйстве – в 2 раза, в строительстве – в 2,1 раза, в торговле в 1,7 раза, в транспорте – в 1,4 раза.

Валовой региональный продукт за 2021 год увеличился до 3 516 млрд. тенге, это 11 место в республике по итогам 2021 года, или 4,1% в ВВП.

**Рисунок 2.1.3.1 - ВРП Костанайской области**



Анализ отраслевой структуры ВРП области показывает, что наибольший удельный вес занимают промышленность – 33,4%, сельское хозяйство – 12,5%, торговля – 12,6%, транспорт и связь – 9,3%, строительство – 26,1%.

Ситуация, связанная с пандемией коронавирусной инфекции, отразилась на показателях розничного товарооборота, где индекс физического объема (далее – ИФО) в 2020 году составил всего 100,1%, оптового товарооборота – 92,5% и транспорта – 74,2%.

Индекс краткосрочного экономического индикатора, который рассчитывается для обеспечения оперативности органами статистики по базовым отраслям (сельское хозяйство, промышленность, строительство, торговля, транспорт и связь), за 2020 год составил 103,6%.

В 2021 году в области произведено промышленной продукции на 2 290,361 млрд. тенге, ИФО составил 110,8%.

Сельское хозяйство – вторая ведущая отрасль материального производства области. Объем валовой продукции сельского хозяйства за 2021 год составил 609,2 млрд. тенге и увеличился по сравнению с 2015 годом в 2,1 раза.

Объемы государственной поддержки агропромышленного комплекса ежегодно возрастают. В 2020 году выделено и освоено 40 428,1 млн. тенге, в том числе субсидий в объеме 38 449,3 млн. тенге.

Объем инвестиций в основной капитал в 2021 году достиг 431,2 млрд. тенге и увеличился в 2,65 раз по сравнению с 2015 годом. Наиболее привлекательной отраслью для инвестирования является горнодобывающая промышленность и разработка карьеров (17,2% от общего объема инвестиций в основной капитал).

Объем инвестиций за счет собственных средств предприятий, организаций и населения в 2020 году к 2015 году увеличился в 1,6 раза.

Проведена работа по реализации приоритетных инвестиционных проектов, включенных в Карту индустриализации на 2010-2014 годы. За этот период было введено 77 объектов на сумму 115,8 млрд. тенге, создано более 4,7 тыс. новых рабочих мест. Также, в рамках Карты поддержки предпринимательства на 2015-2019 годы реализовано 15 проектов на сумму 41,3 млрд. тенге, создано порядка 1,4 тыс. рабочих мест. В 2020 году реализовано 5 проектов на сумму 11,5 млрд. тенге, создано 404 рабочих места.

В строительной отрасли объем выполненных работ в 2021 году увеличился на 11,2% в сравнении с 2019 годом и составил 175,297 млрд. тенге. Введено в эксплуатацию 448 тыс. квадратных метров (далее – кв. м) общей площади жилых зданий или 118% к 2020 году.

Уровень инфляции в области в 2020 году составил 6,6%, что ниже уровня среднереспубликанского показателя на 0,2 процентных пункта (далее – п.п.) и выше 2019 года на 1,5 п.п. (5,1%).

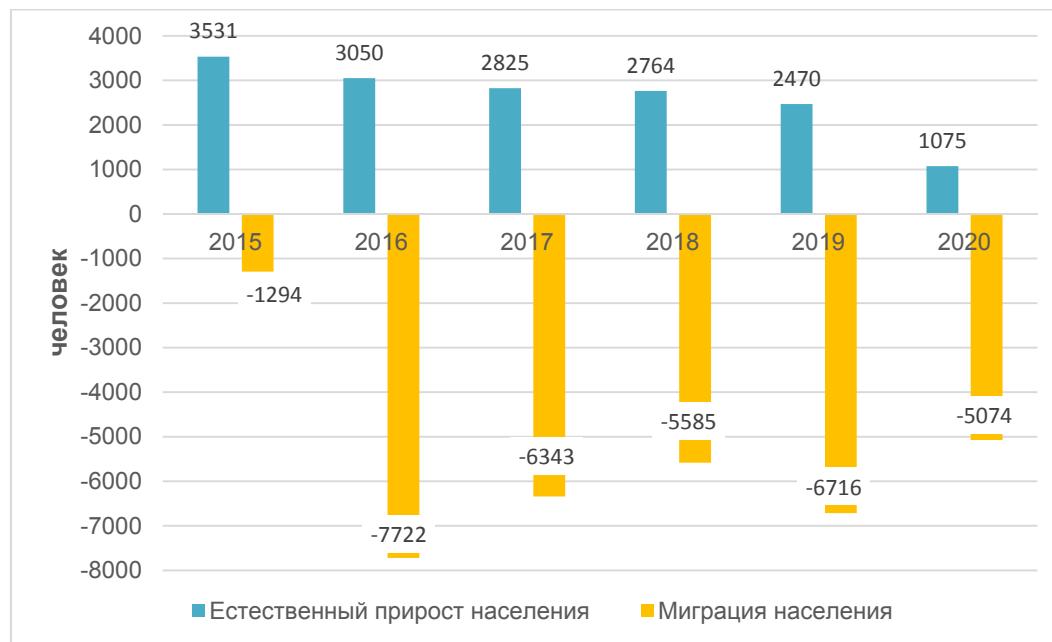
*В целом экономика области характеризуется устойчивой динамикой роста, повышенным потенциалом эффективного развития аграрного, промышленного сектора экономики и реализацией инфраструктурных проектов, способствующих эффективному и устойчивому развитию региона.*

#### **2.1.4 Развитие социальной сферы региона**

Демографическая ситуация региона характеризуется негативными тенденциями, обусловленными ростом миграционных оттоков населения. Население области на 1 января 2022 года составило 857,9 тыс. человек. В сравнении с 2015 г. численность населения области уменьшилась на 25,9 тыс. человек, или на 3% от численности населения 2015 года.

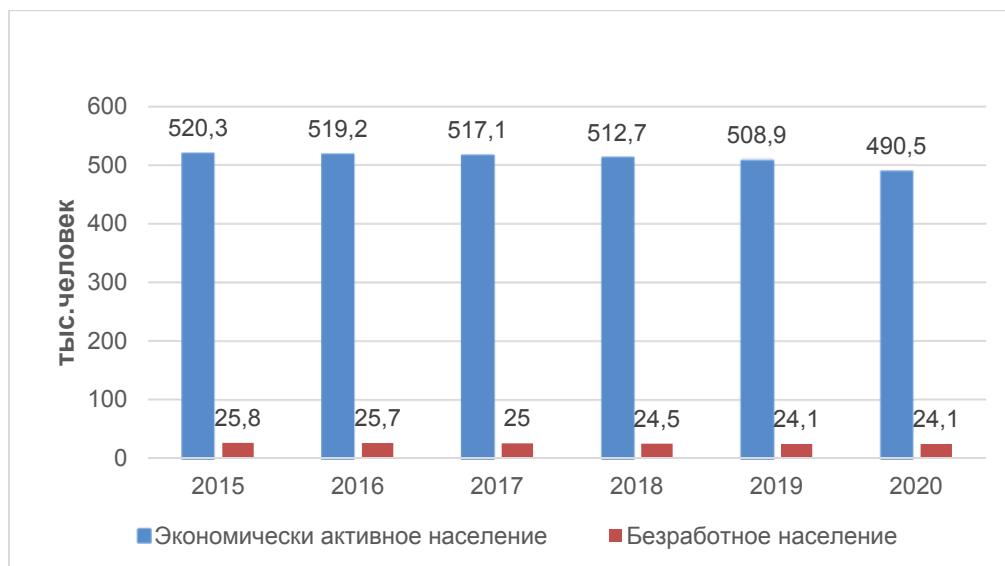
Численность экономически активного населения области за 2015-2021 годы сократилась на 4%, с 520,3 тыс. человек до 499,3 тыс. человек, уровень экономической активности с 73,6% до 71,1%, что связано с продолжающимися отрицательными миграционными процессами.

Вследствие чего, без принятия необходимых социально-экономических мер развития в регионе, способствующих привлечению и снижению оттока населения может привести к дальнейшей ухудшающейся демографической ситуации в регионе.

**Рисунок 2.1.4.1 - Динамика демографических показателей**

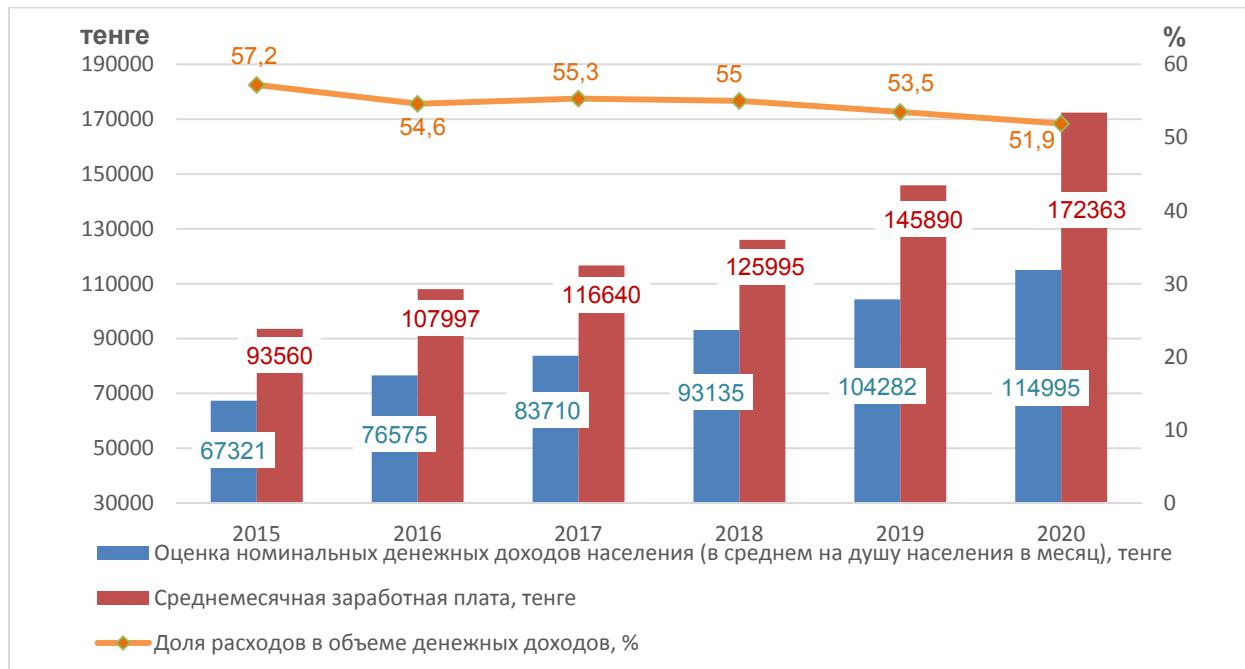
В 2021 году занятое население по сравнению с 2015 годом снизилось на 19,3 тыс.человек, при этом количество наемных работников увеличилось на 11,5 тыс. человек. За 2020 год создано 10,3 тысяч рабочих мест, вследствие чего уровень безработицы в 2021 сократился до 4,8%.

По итогам 2021 года в структуре занятого населения число самозанятого населения увеличилось на 8,1 тыс. человек.

**Рисунок 2.1.4.2 - Динамика уровней экономически активного населения и безработицы**

Доходы населения в 2021 году возросли по сравнению с 2015 годом в 2,26 раза и составили 125007 тенге на 1 человека. Среднемесячная заработная плата в 2021 году составила 201923 тенге, что в 2,16 раза больше, чем в 2015 году (93 560 тенге).

Рисунок 2.1.4.3 - Динамика доходов и расходов населения Костанайской области



В 2021 году величина прожиточного минимума по области составила 35 897 тенге, что в 1,96 раза выше уровня 2015 года.

Рисунок 2.1.4.4 - Величина прожиточного минимума



Ежегодно увеличивается сумма финансирования сферы образования. Для создания необходимых условий качественного образования ежегодно основная часть бюджета области направляется на его расходы. В 2020 году они увеличились на 44,0% и составили 118,8 млрд. тенге (2019 год – 82,5 млрд. тенге; 2018 год – 66,5 млрд. тенге).

Эффективные процессы, проводимые в экономической политике области, положительно отразились на показателях развития социальной сферы, в частности на росте доходов населения, снижения уровня безработицы и проводимой целенаправленной политики по

урегулированию миграционных процессов. Благоприятное социально-экономическое развитие области стимулирует дальнейшему развитию и реализации инфраструктурных проектов в регионе.

Основные показатели социально-экономического развития Костанайской области за период 2015-2020 годы приведены таблице 2.1.2.

**Таблица 2.1.2 - Основные социально-экономические показатели развития Костанайской области в 2015-2020 гг.**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Экономические показатели</b>						
Валовой региональный продукт, млрд.тенге	1378,3	1522,3	1850,3	2069,3	2451,7	2872,2
ИФО %	96,4	98,0	104,6	105,9	104,6	102,1
Доля ВРП области, %	3,4	3,2	3,4	3,4	3,5	4,0
Структура отраслей ВРП, в % к республиканскому						
сельское хозяйство	9,0	9,0	9,4	8,8	7,8	9,3
промышленность	2,8	2,8	3,0	3,0	3,8	4,8
строительство	3,2	2,3	3,0	3,6	3,4	4,0
торговля	3,0	3,3	3,2	3,1	3,0	3,1
транспорт и связь	5,1	5,2	4,8	4,8	5,1	5,2
прочие услуги	1,6	1,8	1,8	1,7	1,5	1,5
ВРП на душу населения, тыс.тенге	1 561,7	1 727,0	2 108,9	2 367,1	2 815,9	3 314,5
<b>Реальный сектор</b>						
Объем промышленного производства, млрд.тенге	443,1	599,4	764,3	883,4	1207,0	1542,0
Валовая продукция сельского хозяйства, млрд.тенге	294,6	319,0	368,1	386,7	397,2	572,1
растениеводство, млрд.тенге	203,6	217,6	260,2	267,2	264,0	409,7
животноводства, млрд.тенге	88,5	98,5	106,7	118,2	132,7	160,8
Объем строительных работ, млрд.тенге	85,7	61,8	82,5	108,6	117,8	151,6
Объем розничного товарооборота, млрд.тенге	234,4	275,3	317,1	360,4	404,0	435,9
Инвестиции в основной капитал, млрд.тенге	163,0	178,5	202,3	249,3	288,7	336,6
Ввод общей площади жилых домов, тыс.кв.м.	248,9	194,7	264,7	299,3	335,4	379,4
<b>Демографические показатели</b>						
Население, человек	883806	879134	875616	872795	868549	864529
Естественный прирост населения, тыс. человек	3531	3050	2825	2764	2470	1075
Миграция населения, человек	-1294	-7722	-6343	-5585	-6716	-5074
<b>Социальные показатели</b>						
<b>Индикаторы рынка труда</b>						
Экономически активное население, тыс.человек	520296	519161	517098	512692	508907	490469
Уровень экономической активности, %	73,6	73,7	73,7	73,3	73,0	71,1
Численность занятого населения, тыс.человек	494473	493508	492082	488166	484786	466331
наемные работники	321174	324432	331428	331580	331273	331913
самозанятые	173299	169076	160654	156586	153513	134418
Безработное население, тыс.человек	25823	25653	25016	24526	24121	24138

Уровень безработицы, %	5,0	4,9	4,8	4,8	4,7	4,9
Экономически неактивное население, человек	196 857	185 699	184 964	186 729	188 282	199 696
<b>Индикаторы уровня жизни населения</b>						
Оценка номинальных денежных доходов населения (в среднем на душу населения в месяц), тенге	67321	76575	83710	93135	104282	114995
Среднемесячная заработка, тенге	93560	107997	116640	125995	145890	172363
Величина прожиточного минимума, тенге	18350	20109	21991	25087	27186	30998
Доля населения с доходами, использованными напотребление, ниже ВПМ, %	2,7	2,6	2,4	4,1	3,4	3,5
Денежные расходы в среднем на душу населения, тенге	38502	41847	46319	51198	55791	59701

## 2.2 Основные целевые индикаторы развития

Прогноз социально-экономического развития Костанайской области приведен в соответствии с Национальным планом развития Республики Казахстан до 2025 года, Программой развития Костанайской области на 2021-2025 годы и Прогнозом социально-экономического развития Костанайской области на 2021-2025 годы.

Экономическое развитие в среднесрочном периоде будет направлено на внутренний спрос с ориентацией на возрастающие инвестиции в индустриальные и инфраструктурные проекты за счет частных и государственных средств.

Целью экономической политики на среднесрочный период будет сохранение стабильности на запланированном уровне. Рост экономики в 2021-2026 годы оценивается в среднем от 2,0% до 3,0% ежегодно.

Для сохранения положительной динамики в экономике и обеспечения высокого уровня жизни населения по-прежнему остается расширение несырьевого сектора экономики. Основным фактором экономического роста области станут создание благоприятного инвестиционного климата в области и привлечение инвестиций в обрабатывающую промышленность.

Развитие обрабатывающей промышленности позволит снизить влияние горнодобывающей отрасли на экономику области, а также сохранит социальную стабильность в моногородах.

Согласно Национальному плану развития Республики Казахстан до 2025 года, «приоритетом для развития региона станет дальнейшее развитие агропромышленного комплекса (растениеводство, животноводство, молочные фермы, пищевая промышленность) с использованием передовых технологий, развитие сельскохозяйственного машиностроения и других сопутствующих производств». Несомненно, это будет совместная работа бизнеса и государства.

**Экономические показатели развития.** Рост экономики в 2021-2025 годы будет в основном опираться на внутренний спрос с ориентацией на возрастающие инвестиции в индустриальные и инфраструктурные проекты за счет частных и государственных средств.

В 2021-2025 годах прогнозируется рост реального ВРП в среднем от 2,0% до 2,5% ежегодно.

К 2025 году планируется довести объем промышленной продукции до 1602,6 млрд. тенге, что на 32,8% больше уровня 2019 года, в том числе горнодобывающей промышленности до 543,0 млрд.

тенге или 108,2% к 2019 году, в обрабатывающей промышленности до 997,5 млрд. тенге, что на 154,4% больше объемов, произведенных в 2019 году. Обеспечение устойчивого экономического роста на запланированном уровне и ускоренная экономическая модернизация будут продолжены через реализацию Государственной программы индустриально-инновационного развития.

Внешнеторговая политика в среднесрочном периоде будет направлена на создание конкурентоспособной экономики области.

Приоритетными направлениями внешнеэкономической деятельности на 2021-2025 годы являются:

- расширение торгово-экономического сотрудничества со странами Евразийского экономического союза, Европейского союза, Китаем, Центрально-Азиатскими странами и остальными странами мира в части увеличения экспорта продукции предприятий Костанайской области;
- совместного устранения барьеров для экспорта продукции, произведенной в Костанайской области;
- сохранение динамики роста экспортных поставок товаров (железной руды, асбеста, зерна и муки) на внешние рынки и достижение положительного сальдо торгового баланса;
- увеличение доли экспорта продукции несырьевой направленности в общем объеме экспорта;
- модернизация и налаживание связей в области новых конкурентоспособных производств в ведущих отраслях экономики и в перерабатывающей промышленности;
- поиск новых рынков сбыта и расширение уже имеющихся;
- развитие межрегионального сотрудничества с приграничными областями и регионами Российской Федерации и другими странами.

Основными приоритетами развития экономики является увеличение доли экспорта обрабатывающей промышленности в общей доле экспорта.

В целях ухода от экспорта сырья к экспорту готовой продукции, в 2020-2023 годы планируется реализовать 6 проектов, в том числе ТОО «Композит Групп Казахстан» (производство кабин, крыльев, капотов для тракторов марки «Беларус»), ТОО «ТПК «Каз Агрос» (комплекс по производству мяса бройлеров), ТОО «TobolKZ» (производство редукторов главных передач ведущих мостов спецтехники «КАМАЗ»), ТОО «KamLitKZ» (высокотехнологический литейный завод), ТОО «Афина Паллада» (производство органических удобрений), ТОО «BioGrain» (комплекс по переработке сельскохозяйственных культур).

Данные меры окажут положительный эффект на увеличение доли экспорта продукции несырьевой направленности в общем объеме экспорта. Позволят увеличить динамику роста экспортных поставок товаров на внешние рынки.

В 2025 году объем валовой продукции сельского хозяйства в денежном выражении ожидается увеличить на 10% в сравнении с 2019 годом.

Перспективной в сельском хозяйстве является отрасль животноводства, объемы которой в значительной степени возрастают ввиду того, что эта отрасль менее зависима от погодных условий.

Увеличение объемов в животноводстве будет осуществляться за счет увеличения доли высокопродуктивного скота, а также благодаря продолжению работы по повышению экспортного потенциала мяса КРС и стимулированию сельскохозяйственных товаропроизводителей к развитию мясного животноводства.

Будет продолжена работа по развитию племенной базы и повышению генетического потенциала скота и птицы, в том числе за счет импорта племенных животных для дальнейшей репродукции и строительства новых объектов: животноводческих ферм, хозяйств репродукторов, откормплощадок, животноводческих комплексов.

Для развития отраслей животноводства продолжится строительство новых животноводческих комплексов, ферм.

С учетом диверсификации растениеводства на 2020-2025 годы намечается увеличение посевных площадей масличных, овощных и кормовых культур, применение влагосберегающих технологий, внедрение схем севооборотов, сортов высокой селекции, вовлечение в сельскохозяйственный оборот новых и ныне неиспользуемых земель, обновление машинотракторного парка с приобретением высокопроизводительной техники.

Особое внимание будет уделено развитию инфраструктуры зернового производства, так как зерновые культуры занимают наибольшую долю в структуре экспорта сельхозпродукции. Проблема нехватки элеваторов и зерновозов будет решена за счет создания и расширения мощностей для обработки и хранения зерна, а также его транспортировки.

В сфере переработки сельскохозяйственной продукции актуальным остается техническое и технологическое перевооружение производства, переход на международные стандарты качества с тем, чтобы повысить качество отечественной продукции, расширить ассортимент продовольственных товаров и тем самым создать равные условия для конкуренции с нашими основными торговыми партнерами по Евразийскому экономическому союзу.

Дальнейшее развитие малого и среднего бизнеса будет осуществляться за счет всех инструментов государственной финансовой поддержки.

Продолжится работа по созданию Индустриальной зоны в городе Костанай, а также наполнению ее новыми производствами.

Инфляция ожидается на уровне запланированного показателя в макроэкономических прогнозах Республики Казахстан и в 2021 году снизится до 4–6%, а к 2025 году не превысит 3–5%.

На обеспечение стабильности цен на рынке продовольствия будет влиять сформированный стабилизационный фонд продовольственных товаров, заключение меморандумов по стабилизации цен на социально-значимые продовольственные товары, проведение сельскохозяйственных ярмарок, на которых реализация продуктов осуществляется по ценам на 15–30% ниже рыночных.

На постоянной основе будет проводиться мониторинг цен на продовольственные товары. В случае выявления фактов нарушения антимонопольного законодательства, будут приниматься соответствующие меры.

Реализация этих мероприятий обеспечит сохранение уровня инфляции в запланированном коридоре.

Драйвером экономического роста не только Костанайского региона но и Казахстана в целом является автомобилестроение, доля обрабатывающей промышленности в общем объеме достигла 46,9%, а доля машиностроения в обработке составляет 41,5%. За 10 месяцев 2021 года здесь произведено продукции на 363,7 млрд тг, с ростом на 17,7%. Автопромом, наряду с ранее освоенными марками автомобилей, с марта 2021 года начал сборку автомобилей марки «KIA» (план на 2021 г. – 9 184 ед., Rio, Cerato, Sportage, Soul, K5). За отработанный период уже собрано 7 863 ед. В июле т.г. совместно с компаниями «АвтоВАЗ» и «Renault Россия» (Рено Россия) налажено производство автомобильной линейки «LADA» (план на 2021 г. – 4 733 ед., Granta. 4x4. Vesta. Largus. X-RAY. Niva) и автомобилей «Renault» (план на 2021 г. – 1 224 ед., Arkana и Kaptur). На сегодня уже собрано 1 746 ед. автомобилей марки «LADA» и 821 ед. марки «Renault». В дальнейшей перспективе ТОО «СарыаркаАвтоПром» совместно АО «УзавтоСаноат» и «General Motors» планирует наладить производство автомобилей «Chevrolet Nexia» мелкоузловым методом (CKD), а также штамповочное производство деталей кузовов к данным автомобилям. Ориентировочная стоимость проекта по производству Нексии – 11,8 млрд тг. Проект по штамповке планируется реализовать на территории Индустральной зоны, объем инвестиций – 30 млрд тг. Всего с конвейера ТОО «СарыаркаАвтоПром» за истекший период сошли – 44 115 ед., из которых более 6 тыс. (6 231) автомашин направлены на экспорт. Стоит отметить, что более половины всех произведенных автотранспортных средств республики сходят с конвейеров предприятий Костанайской области (за 9 мес. т.г. по РК произведено всего – 63 559 ед., по г.Костанай – 38 309 ед.).

**Социальные показатели развития.** Социально-экономическое развитие области в 2021-2025 годах будет направлено на достижение целевых индикаторов социально-экономического развития, определенных в Национальном плане развития Республики Казахстан до 2025 года.

Будет продолжена реализация мероприятий по обеспечению устойчивой и продуктивной занятости, снижению и недопущению роста уровня безработицы.

В целях повышения продуктивной занятости безработного, самостоятельно занятого и малообеспеченного населения в области планируется ежегодное трудоустройство свыше 27 тыс. человек на постоянные и временные рабочие места, в том числе на проекты, реализуемые в рамках государственных и правительственные программ, более 3 тыс. человек будут обеспечены временной занятостью на общественных работах. Будут приняты меры по организации профессионального обучения с последующим трудоустройством по развитию предпринимательской активности населения.

В результате выполнения намеченных мероприятий доля самозанятого населения в составе занятого населения снизится с 32,6% в 2020 году до 32,1% в 2025 году.

Уровень безработицы к 2025 году останется на уровне 4,7%, (2020 год – 4,7%).

Политика в области здравоохранения будет направлена на предоставление качественной, доступной медицинской помощи и обеспечение качественными, безопасными лекарственными препаратами. Приоритетными направлениями развития сферы здравоохранения станут профилактика и раннее выявление заболеваний на уровне первичной медико-санитарной помощи.

В сфере здравоохранения планируется:

- продолжение реализации Государственной программы развития здравоохранения на 2020-2025 годы;
- продолжить работу по снижению дефицита кадров и обеспечения мер социальной поддержки;
- оснащение новым медицинским оборудованием организации здравоохранения области;
- внедрить новые медицинские технологии с целью улучшения качества медицинской помощи населения.

В сфере культуры приоритетными направлениями будут: дальнейшая реализация Концепции культурной политики в Республике Казахстан, расширение доступа населения к культурным ценностям, повышение качества культурно-досуговых услуг населению, развитие социальной жизни населения посредством проведения массовых мероприятий в регионах области, проведение капитальных, текущих ремонтов и укрепление материально-технической базы организаций культуры.

Политика в сфере социального обеспечения будет ориентирована на оптимизацию социальной помощи через усиление ее адресного характера.

По результатам работы с малообеспеченными гражданами и увеличения их доходов за счет внедрения нового формата адресной социальной помощи и вовлечения в Программу продуктивной занятости и массового предпринимательства, ожидается ежегодное снижение показателя доли населения, проживающего ниже величины прожиточного минимума, относительно предыдущего года: с уровня 6,5% в 2020-2021 годах до уровня 6,4% на 2022-2025 годы.

*Таким образом, основные приоритеты регионального развития на среднесрочный период по Костанайской области будут направлены:*

- в социальной сфере строительство социальных объектов осуществлять в тех населенных пунктах, которые имеют оптимистичные демографические прогнозы и перспективы развития;
- в индустриальной политике – содействовать рациональному размещению предприятий с учетом наличия всех необходимых факторов (ресурсы, кадры и других);
- в бюджетной политике концентрировать ресурсы на развитии перспективных, быстрорастущих регионов с одновременным сокращением неэффективных затрат.

Основные показатели социально-экономического развития Костанайской области за период 2021-2025 годы приведены таблице 2.2.1.

**Таблица 2.2.1 - Прогноз социально-экономического развития Костанайской области на 2021-2025 годы**

	2021	2022	2023	2024	2025
ВРП, млрд. тенге	2 827,2	3 035,1	3 229,1	3 444,4	3 686,5
Реальное изменение ВРП в % к предыдущему году	101,8	101,9	102,1	102,2	102,5
ВРП на душу населения, тыс.тенге	3 255,3	3 494,7	3 718,1	3 965,9	4 244,7
<b>Реальный сектор</b>					
Сельское, лесное и рыбное хозяйство, млн.тенге	286 494,8	308 617,6	329 455,5	355 420,7	387 453,0
в % к предыдущему году	102,2	102,3	102,4	102,5	102,6
Промышленность, млн.тенге	870 817,6	931 526,6	988 759,4	1 051 572,4	1 123 958,5
в % к предыдущему году	101,4	101,6	101,8	102,0	102,5
Электроснабжение, подача газа и воздушное кондиционирование, млн.тенге	32 025,3	33 790,1	35 296,6	36 870,3	38 514,2
в % к предыдущему году	100,3	100,2	100,2	100,2	100,2
Строительство, млн.тенге	159 539,6	177 806,4	196 485,0	217 535,4	242 655,3
в % к предыдущему году	105,4	105,8	106,0	106,2	107,0
Оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов, млн.тенге	388 670,9	414 260,4	438 344,5	465 199,6	493 700,1
в % к предыдущему году	100,5	101,2	101,5	101,8	101,8
Транспорт и складирование, млн.тенге	273 916,7	292 294,9	307 764,6	324 053,0	341 203,6
в % к предыдущему году	102,5	101,3	101,0	101,0	101,0
Информация и связь, млн.тенге	21 877,6	24 659,1	27 506,6	30 682,9	34 226,0
в % к предыдущему году	100,0	107,0	107,0	107,0	107,0
<b>Социальная сфера</b>					
Численность рабочей силы - всего по области, тыс. человек	518,3	518,7	519,0	519,0	519,0
Численность занятого населения, тыс. человек	494,1	494,5	494,5	494,5	494,5
наемные работники, тыс. человек	334,6	335,5	335,5	335,5	335,5
самостоятельно занятые работники, тыс. человек	159,5	159,0	159,0	159,0	159,0
Численность безработного населения, тыс. человек	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
Уровень безработицы, в % к численности рабочей силы	4,8	4,7	4,7	4,7	4,7
Среднемесячная номинальная зарплата одного работника – всего по области, тенге	185 821	193 285	197 417	205 313	213 526
Доля населения с доходами ниже величины прожиточного минимума, %	6,5	6,4	6,4	6,4	6,4

### **2.3. Оценка влияния социально-экономических показателей на привлекательность газификации региона**

#### **2.3.1. Оценка позитивных и негативных (риски, проблемы) сторон развития региона**

В рамках транспортной логистики преимуществом Костанайской области является её выгодное экономико-географическое положение, благодаря соседству с такими промышленно развитыми районами на северо-западе – как Урал и на юго-востоке – Центральный Казахстан. Область

границит 3-мя областями Российской Федерации (Оренбургской, Челябинской, Курганской) и 4-мя областями Казахстана (Актюбинской, Областью Ұлытау, Акмолинской и Северо-Казахстанской).

На территории Карабалыкского района находится самый крупный в северном Казахстане Пограничный пункт пропуска «Кайрак».

Наличие богатой минерально-сырьевой базы, плодородных земельных ресурсов, развитый производственный потенциал, газифицированность, а также поэтапный ввод в эксплуатацию Индустриальной зоны в областном центре являются одними из основных факторов инвестиционной привлекательности региона.

С учетом имеющегося потенциала и конкурентных преимуществ, определены приоритетные направления, а также сдерживающие факторы развития Костанайской области на перспективу.

***Позитивными сторонами и перспективными возможностями развития региона являются следующие аспекты:***

- Благоприятное геоэкономическое положение Костанайской области на границе с РФ, как мультитранспортного узла;
- Государственная поддержка в рамках программы форсированной индустриализации позволит увеличить долю обрабатывающей промышленности и диверсифицировать экономику региона.
- Область является лидером в производстве пшеницы и пшеничной муки.
- Большой накопленный опыт применения агротехнологий.
- Повышение потенциала развития экономики области при реализации намеченных инфраструктурных проектов.
- Увеличение числа промышленных предприятий.
- Близость к крупнейшим рынкам-импортерам продукции (Россия, Китай).
- Развитие институционального партнерства государства с некоммерческим и частным секторами для эффективного освоения ресурсов общественного сектора.
- Интенсивное развитие ядра Костанайской городской урбанизации и её урбанизированной зоны, узла опорно-каркасной структуры расселения.
- Имеются точки роста экономики региона в виде реализации инвестиционных проектов, создание индустриальной зоны в г.Костанай.
- Наличие лесных массивов и водохранилищ пригодных для туристского освоения.

***Негативными сторонами и сдерживающими факторами в развитии региона являются следующие аспекты:***

- Отраслевая несбалансированность: преобладающая доля добывающей промышленности в объемах производства и инвестиций, низкий уровень диверсификации малого бизнеса.
- Замедление темпов развития экономики области вследствие сохранения энергодефицита.
- В отраслях промышленности, практически отсутствуют производства по выпуску высокотехнологичной и наукоемкой продукции.

- Высокая энерго-, трудо- и материалоемкость продукции.
- Точечно-очаговый неравномерный тип расселения в южной части региона с высоким процентом хозяйствственно-неосвоенных территорий.
- Высокая степень неравномерности инфраструктурного потенциала села.
- Высокий износ сетей ЖКХ: электроснабжения – 77,43%, теплоснабжения – 50%, газоснабжения – 25%, водоснабжения – 46,3%, канализации – 69,2%.
- Увеличение импортной зависимости внутреннего рынка вследствие отставания в технологическом развитии и отраслевых диспропорциях региональной экономики.
- Отток сельского населения, в том числе квалифицированных кадров в город, недостаток квалифицированных кадров на селе.
- Сокращение численности населения вследствие внутренней и внешней миграции.

*Исходя из кратких положительных и негативных факторов развития отдельных секторов социально-экономического развития области, в прогнозных региональных программах развития Костанайской области предусматривается снятие инфраструктурных и институциональных ограничений в развитии региона, повышение качества жизни и благосостояния граждан.*

### **2.3.2. Экономические, социальные и экологические предпосылки для газификации региона**

Газоснабжение области осуществляется от магистрального газопровода «Бухара-Урал», по которому транспортируется российский газ. Данный газопровод расположен на территории России и частично проходит по области, имеет три магистральных газопровода-отвода: Карталы – Рудный - Костанай, Бреды - Житикара, МГ «Бухара-Урал» - Бос科尔ь.

Существующая сеть газопроводов области в настоящее время позволяет из 529 населенных пунктов обеспечивать природным газом только 75. На сегодняшний день в Костанайской области природным газом обеспечено сельские населенные пункты 9 районов: Алтынсаринский, Аулиекольский, Бейимбета Майлина, Денисовский, Житикаринский, Карабалынский, Камыстынский, Костанайский, Федоровский. Газоснабжение Костанайской области осуществляется от магистрального газопровода Бухара-Урал по трем магистральным газопроводам-отводам: Карталы–Рудный–Костанай, протяженностью 155,8 км, Бреды - Житикара, протяженностью 64,0 км, МГ Бухара-Урал - Бос科尔ь, протяженностью 6,54 км.

Негазифицированных и частично газифицированных населенных пунктах для коммунально-бытовых нужд население использует сжиженный газ. Объем потребления сжиженного газа по области составляет более 4,4 тыс.тонн. Основными поставщиками газа являются ТОО «База сжиженного газа», ТОО «Кепіл-Сапа», ТОО «Промбаза-7».

На дальнейшее развитие системы газоснабжения области влияют как внешние, так и внутренние факторы. К числу положительных факторов следует отнести:

- выделение финансовых средств из местного и республиканского бюджетов на

инвестиционные проекты по газоснабжению и целевые трансферты на развитие инженерных коммуникаций;

- наличие в области проектно-монтажных организаций, оснащенных техническими средствами, имеющих материальные и трудовые ресурсы;
- низкий процент износа газовых сетей (не выше 25%).

*Увеличение количества потребителей и, как следствие, увеличение объемов потребления природного газа приведет к росту коэффициента использования газопроводов, что повлечет снижение себестоимости поставляемого газа. Внедрение и применение современного газового оборудования, более передовых технологий будет способствовать сокращению вредных выбросов в атмосферу.*

### 3. СЛОЖИВШИЙСЯ И ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС РЕГИОНА

#### 3.1. Обеспеченность и динамика развития топливно-энергетического баланса региона

Костанайская область располагает незначительными топливно-энергетическими ресурсами, вследствие чего в структуре топливно-энергетического баланса (ТЭБ) области превалирует значительная доля импорта.

В таблице 3.1.1 представлена динамика развития ТЭБ РК за период 2016-2020 гг.

**Таблица 3.1.1 - Топливно-энергетический баланс РК**

	Тысяч тонн условного топлива					2020г. в процентах к			
	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019
Ресурсы	377 404,0	401 578,0	431 639,4	363 139,2	371 531,5	98,4	92,5	86,1	102,3
Остатки топлива на начало года	17 546,0	15 389,0	13 826,9	13 790,8	14 121,1	80,5	91,8	102,1	102,4
Производство (добыча)	286 644,0	300 460,0	330 242,5	302 874,2	291 984,2	101,9	97,2	88,4	96,4
прочее поступление	60 998,0	73 860,0	66 125,4	25 122,1	47 544,6	77,9	64,4	71,9	189,3
импорт	12 225,0	11 870,0	21 444,6	21 352,3	17 881,5	146,3	150,6	83,4	83,7
Распределение	377 404,0	401 578,0	431 639,4	363 139,2	371 531,5	98,4	92,5	86,1	102,3
Потребление на внутреннем рынке	225 315,0	236 395,0	265 991,1	202 346,5	215 386,9	95,6	91,1	81,0	106,4
на производство электрической и тепловой энергии	44 127,0	48 113,0	50 276,5	49 152,4	50 824,4	115,2	105,6	101,1	103,4
на производственно-технологические нужды	102 679,0	103 413,0	112 036,0	88 681,3	109 001,9	106,2	105,4	97,3	122,9
Прочее потребление	55 025,0	61 853,0	75 666,5	31 918,4	27 721,2	50,4	44,8	36,6	86,8
Отпущено населению	23 484,0	23 016,0	28 012,0	32 594,3	27 839,6	118,5	121,0	99,4	85,4
Потери	7 782,0	5 798,0	7 170,4	5 243,1	4 144,3	53,3	71,5	57,8	79,0
экспорт	12 225,0	145 312,0	144 425,9	141 161,2	136 923,0	1 120,0	94,2	94,8	97,0
Бункеровка	235,0	245,0	254,8	268,6	241,4	102,7	98,5	94,7	89,9
Остатки топлива на конец года	15 389,0	13 827,0	13 797,2	14 119,9	14 835,9	96,4	107,3	107,5	105,1

Расчетный ТЭБ разрабатывается как совокупность балансов отдельных видов топлива и энергии, которые представляют собой четыре основные группы: твердые, жидкые и газообразные топлива, тепло- и электроэнергия.

В таблице 3.1.2 и 3.1.3 приведены данные производства продукции, потребление импорт и экспорт отдельных видов топлива и энергии по области за период 2016-2020гг.

**Таблица 3.1.2 - Производство продукции в натуральном выражении по Костанайской области**

	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Добыча угля</b>					
лигнит (уголь бурый), прочий тыс. тонн	-	-	x	x	-
<b>Электроснабжение, подача газа, пара и воздушное кондиционирование</b>					
Электроэнергия - всего , млн. квт. ч., из нее произведенная:	1 299,90	1 061,60	893,1	945	1 082,90
теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), млн.кВт.ч	1 299,9	1 061,50	893,1	945	1 082,90
пар и горячая вода (тепловая энергия), тыс. Гкал	4 207,80	4 023,30	4 187,1	3 774,40	3 726,90

**Таблица 3.1.3 - Потребление, экспорт и импорт отдельных видов топлива и энергии по области**

год	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Уголь каменный, включая лигнит, тыс. тонн</b>	потребление на внутреннем рынке	1 597 9	1 892,90	1 604,6	1 290,3
	экспорт	-	-	x	-
	импорт	-	-	-	0
<b>Нефть сырая, тыс. トンн</b>	потребление на внутреннем рынке	-	-	-	-
	экспорт	-	-	-	-
	импорт	-	-	-	-
<b>Газ природный, млн. куб. м</b>	потребление на внутреннем рынке	919,8	958	1 052,8	1 017,8
	экспорт	-	-	-	-
	импорт	-	-	-	-
<b>Электроэнергия, млн. КВт. Ч</b>	потребление на внутреннем рынке	3 821,20	3 889,40	3 835,8	3 873,6
	экспорт	-	0,1	-	0,1
	импорт	-	-	-	0
<b>Теплоэнергия, тыс. Гкал</b>	потребление на внутреннем рынке	3 226,9	3 364,90	3 502	3 113
	экспорт				
	импорт				
<b>Моторный бензин, тыс. тонн</b>	потребление на внутреннем рынке	171,1	167,3	172,4	172,3
	экспорт			-	-
	импорт	0,5	10,4	21,1	-
<b>Керосин , тыс. тонн</b>	потребление на внутреннем рынке	0,1	0,2	0,8	0,2
	экспорт			-	-
	импорт	-	-	-	-

<b>Газойли, тыс. тонн</b>	потребление на внутреннем рынке	354,6	376,8	407,1	383,9	387,8
	экспорт	-	-	-	-	-
	импорт	2,6	14,8	15,7	-	-
<b>Мазут топочный, тыс. тонн</b>	потребление на внутреннем рынке	21,5	22,2	22,3	19,8	x
	экспорт	0,2	-	-	-	-
	импорт	-	-	0,4	-	-
<b>Топлива печное бытовое, тыс. тонн</b>	потребление на внутреннем рынке	3,3	1	1,9	0,5	0,7
	экспорт	-	-	-	-	-
	импорт					-
<b>Пропан и бутан сжиженный, тыс. тонн</b>	потребление на внутреннем рынке	16,8	27,6	43,4	40,4	40,3
	экспорт	-	-	-	-	-
	импорт	-	-	-	-	0
<b>Битум нефтяной и сланцевый, тыс. тонн</b>	потребление на внутреннем рынке	15,7	26,2	44,6	18,1	32,8
	экспорт	-	-	-	-	-
	импорт	-	-	-	-	-

Высокая доля потребления каменного угля в структуре ТЭБ области сохранится и в ближайшей перспективе, что обосновывается потребностью многоотраслевого промышленного комплекса области. Реализация мероприятий по газификации населенных пунктов области позволит увеличить потребление природного газа.

### **3.2. Оценка существующей и прогнозной ресурсной базы Республики Казахстан, перспективы поставок добычи и выработки товарного газа по региону**

#### **3.2.1. Существующие и прогнозные ресурсы природного и попутного газа Республики Казахстан**

На территории Казахстана расположено несколько нефтегазоносных бассейнов с доказанными месторождениями углеводородов (номенклатура которых варьируется в зависимости от источников данных), среди которых выделяется Прикаспийский (Северо-Каспийский) бассейн, как по количеству разведанных запасов, так и потенциальных ресурсов. Доказанные и вероятные запасы нефти и газа в этом бассейне составляют 79% от общего объема запасов страны. Другие бассейны с доказанными запасами углеводородов:

- Мангышлакско-Центральнокаспийский (Мангышлакский бассейн);
- Северо-Устюртский (Устюртско-Бузашинский и Аральский бассейны);
- Торгайский (вкл. Южно-Торгайский и Северо-Торгайский бассейны);
- Шу-Сарысуский;
- Зайсанская впадина;

- Северо-Кавказская платформа (незначительная часть бассейна на шельфе Каспийского моря)
- Волго-Уральский бассейн (юго-восточная окраина).

Кроме того, можно выделить и ряд перспективных бассейнов, а именно:

- Сырдарынский бассейн;
- Алакольская впадина;
- Балхашская впадина;
- Западная и Восточная Илийские впадины (Илийский бассейн);
- Тенизская впадина;
- Западно-Сибирский бассейн (крайняя южная окраина).

Начальные суммарные ресурсы газа Казахстана оцениваются в 3,8 трлн.м<sup>3</sup>, в том числе растворенного газа – 2,2 трлн.м<sup>3</sup>, свободного газа – 1,6 трлн.м<sup>3</sup>. Наиболее значительные ресурсы газа сосредоточены в недрах Прикаспийской нефтегазоносной провинции - 3,72 трлн.м<sup>3</sup>.

Площадь нефтегазоносных районов республики занимает порядка 62% территории Казахстана. Около 98% запасов газа географически размещены на территории областей западного региона республики, в частности Атырауской, Западно-Казахстанской, Актюбинской и Мангистауской (рис 3.2.1.1), где сосредоточены крупные разрабатываемые или подготовленные к разработке месторождения, в том числе нефтяные - Тенгиз, Караганда, Королевское (Атырауская область), газоконденсатные - Караганда (Западно-Казахстанская область), Жанажол, Урихтау (Актюбинская область), рис 3.2.1.2.

*Рисунок 3.2.1.1 – Запасы газа в разрезе областей, по состоянию на 01.01.2021 г.*



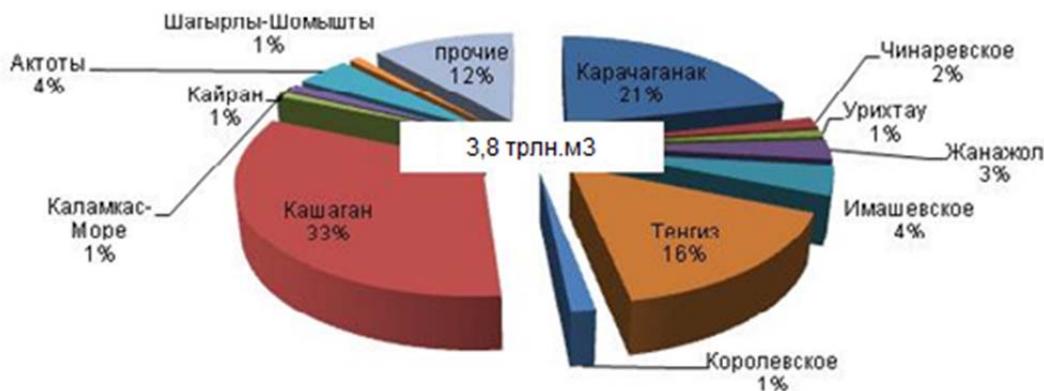
Источник: рассчитаны на основании данных Комитета геологии и недропользования РК, 2021 г.

В соответствии с Межправительственными Соглашениями между Республикой Казахстан и Российской Федерацией, предусмотрена разработка таких крупных месторождений как Имашевское и Хвалынское с суммарными запасами газа до 338,8 млрд. м<sup>3</sup>.

Обеспечение роста ресурсной базы газа планируется за счет проведения доразведки на новых

территориях месторождений Имашевское (172 млрд. м<sup>3</sup>), Хвалынское (166,7 млрд. м<sup>3</sup>), «Каламкас море» (81 млрд. м<sup>3</sup>), Каменско-Тепловско-Токаревская группа месторождений (41,8 млрд. м<sup>3</sup>), Рожковское (28,8 млрд. м<sup>3</sup>), Аксаган (22 млрд. м<sup>3</sup>) и др.

**Рисунок 3.2.1.2 – Извлекаемые запасы газа по основным месторождениям РК (на 01.01.2021 г.)**



Источник: по данным Комитета геологии и недропользования РК, 2021 г.

По данным, 15-ого Национального отчета «О реализации Инициативы прозрачности деятельности добывающих отраслей в Республике Казахстан» 2019 г., по состоянию на 1 января 2020 года общее количество контрактов на недропользование по углеводородному сырью составляет - 238, из них на разведку – 47, на добычу – 74, на совмещенную разведку и добычу – 117, СРП – 11.

Специфика газовых ресурсов Казахстана такова, что большая часть является попутным газом, и, следовательно, добыча газа привязана к добыче жидких фракций углеводородов. Значительный объем добытого сырого газа закачивается обратно в пласт для поддержания пластового давления и первоочередной добычи жидких углеводородов.

В западных районах республики сосредоточены Прикаспийский осадочный бассейн с мощным мезозойско-кайнозойским и верхнепалеозойским платформенным чехлом, Устюртско-Бузашинский, и Южно-Мангышлакский с преимущественно юрско-палеогеновым осадочным выполнением и наличием переходного нижнемезазойского (верхнепалеозойского) структурного этажа.

Следует отметить, что Прикаспийская, Северо-Устюртская, Северо-Кавказско-Мангышлакская провинции находят свое продолжение в акватории Каспия, шельф которого находится на стадии разведки.

В юго-восточных и восточных районах Казахстана выделяются юрско-палеогеновые Приаральский, Сырдарынский и Южно-Тургайский осадочные бассейны, а также группа разновозрастных межгорных впадин, таких как Шу-Сарысуйская, Зайсанская, Алакольская и Илийская.

Таким образом, Республика Казахстан, располагая значительными запасами газа, при развитии

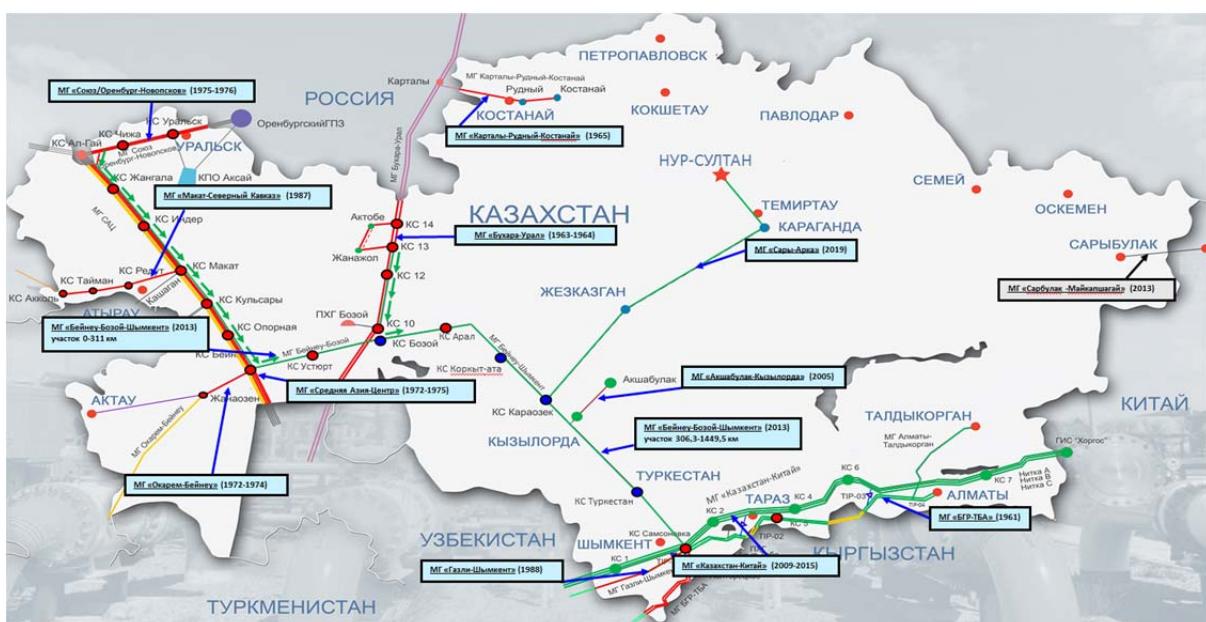
*промышленной переработки и транспортной инфраструктуры может покрыть потребности вновь газифицируемых территорий Костанайской области на долгосрочный период.*

### **3.2.2. Экспортные газопроводы**

По территории РФ вблизи территории Костанайской области проходит МГ «Бухара-Урал», который мог бы в перспективе обеспечить со строительством газопроводов-отводов и АГРС потребности в природном газе потребителей населенных пунктов Костанайской области.

В настоящее время в Костанайскую область поставка газа осуществляется из РФ по трем газопроводам-отводам МГ «Карталы – Рудный – Костанай», МГ «Бреды – Житикара» и МГ «Красногорск - Босколь», основные объемы поставок газа до 95-98% осуществляются через МГ «Карталы-Костанай-Рудный» с точкой врезки на 1713 км МГ «Бухара-Урал».

*Рисунок 3.2.2.1 – Схема газотранспортной системы РК*



Источник: на основании данных АО «QazaqGaz» (АО «Intergas Central Asia»)

### **3.2.3. Возможные источники товарного газа для газификации**

Северо-Торгайский осадочный бассейн располагается на нестабильных каледонидах в северо-западной половине Торгайского микроконтинента, окаймленного Валерьяновской вулканической дугой. Основным его структурным элементом является Костанайская седловина площадью более 100 тыс.км<sup>2</sup>. Инверсия завершающих этапов герцинского ираннекиммерийского тектогенеза привела к возрождению деятельности Центрально-Торгайского разлома и заложению Кушмуруно-Убаганской и Приишимской мезозойских рифтовых зон с преимущественно терригенным угленосным осадконакоплением и сопутствующим базальтоидным магматизмом траппового типа в первой.

Глубины погружения протерозойского фундамента Северо-Торгайского ОБ определены в 4-8 км и более. В его палеохойском КПК выявлен ряд локальных поднятий, на части которых в процессе бурения получены притоки нефти и признаки УВ.

В 1957 -1962 г в северо-западной части Кушмурунского грабена К.П.Удрисом производилась геологическая съемка масштаба 1:200 000. При бурении структурной скважины 100, глубиной 1000 м отмечены обильные нефтепроявления по трещинам известняков и порам песчаников. Эти данные послужили основой для постановки структурного бурения по широтному профилю. Были пробурены несколько скважин глубиной от 600 до 1100 м и во многих из них отмечены обильные нефтепроявления, а из скважины 119 (позже называлась Новонежинская площадь - Аулиекольский район) получен непромышленный приток нефти.

Значительный толчок в развитии поисково-разведочных работ нефти в Торгайском прогибе дало первое геологическое совещание по проблеме нефтегазоносности региона, состоявшееся в г.Костанае в октябре 1962 г. В работе совещания приняли участие геологи Северо – Казахстанского, Уральского и Тюменского геологических управлений, ВНИГРИ, СНИИГИМСа. Совещанием положительно оценена перспектива нефтегазоносности Торгайского прогиба, а также намечен план региональных геологогеофизических исследований. Инвесторами проекта уже в новом веке выступали предприниматели России, Белоруссии и Казахстана. Так, на «разведку» месторождений «Тумар» и «Убаган» в 2008 году было выделено более 11 млн. долларов. Инвесторы планировали вкладывать в проект деньги и далее, однако, на фоне мирового экономического кризиса, финансирование было приостановлено.

В настоящее время геолого-геофизические исследования и разведка УВС на Новонежинской площади на территории Аулиекольского района Костанайской области ведутся ТОО «Энергоресурсы», где первый приток нефти был получен 12 марта 2013 года из скважины N1, глубиной 1500 м, на площади Владимирская разведочные работы ведет ТОО "Teniz Petroleum".

**Таблица 3.2.3.1 – Перечень месторождений Костанайской области в разрезе контрактов на недропользование**

	Месторождение	Оператор	Вид Л-К	компонент
	<b>Разведка</b>			
1	Площадь Владимирская	ТОО "Teniz Petroleum"	P	УВС
2	Новонежинская площадь	Энергоресурсы	P	УВС

Перспектива развития газификации Костанайской области товарным газом связана с ресурсами нефтегазовых месторождений Западно-Казахстанской области. Поставки газа предполагается осуществлять посредством взаимозамещения российского газа через магистральный газопровод «Бухара-Урал».

**Таблица 3.2.3.2 - Запасы газа по Западно-Казахстанской области (на 01.01.2021 г.)**

	Наименование месторождения					добыча за 2019 год	Недропользователи
		A+B	C1	A+B+C1	C2		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Караганак	294962,0	423678,0	718640,0	9764,0	9764,0	Караганская Петролеум Оперейтинг Б.В.
2	Ростошинское	0,0	1590,0	1590,0	963,0	963,0	Жаикмунай ТОО

3	Дарьинское	0,0	428,0	428,0	1210,0	1210,0	Жайкмунай ТОО
4	Чинаревское	0,0	14296,1	14296,1	31876,0	31876,0	Жайкмунай ТОО
5	Восточно-Гремячинское	0,0	1653,0	1653,0	1514,0	1514,0	Степной Леопард Лтд СП
6	Гремячинское	0,0	5637,0	5637,0	1831,0	1831,0	Степной Леопард Лтд СП
7	Каменское	0,0	8237,0	8237,0	1323,0	1323,0	Степной Леопард Лтд СП
8	Тепловсколе	0,0	1778,0	1778,0	1018,0	1018,0	Степной Леопард Лтд СП
9	Тепловсколе Западное	0,0	9355,0	9355,0	1936,0	1936,0	Степной Леопард Лтд СП
10	Токаревское	0,0	2095,0	2095,0	820,0	820,0	Степной Леопард Лтд СП
11	Ульяновское	0,0	1753,0	1753,0	1433,0	1433,0	Степной Леопард Лтд СП
12	Цыгановское	0,0	308,0	308,0	1133,0	1133,0	Степной Леопард Лтд СП
13	Рожковское	0,0	21688,0	21688,0	7134,0	7134,0	Урал Ойл энд Газ ТОО
	<b>ЗКО</b>	<b>0,0</b>	<b>1546,3</b>	<b>1546,3</b>	<b>0,0</b>		

**Караганакское месторождение** - нефтегазоконденсатное месторождение Казахстана, расположено в Западно-Казахстанской области, вблизи города Аксай.

Проектом развития месторождения планируется довести ежегодную добычу газа до 25 млрд.м<sup>3</sup>. С Караганакского месторождения часть добываемого газа доставляется по конденсатопроводу в Оренбург (для переработки на Оренбургском газоперерабатывающем заводе).

В настоящее время месторождение на условиях соглашения о разделе продукции разрабатывает международный консорциум в составе British Gas и Eni (по 32,5 %), ChevronTexaco (20 %) и «Лукойла» (15 %). Для реализации Караганакского проекта эти компании объединились в консорциум «Караганак Петролиум Оперейтинг Б. В.» (КПО б.в.). Планируется, что КПО будет осуществлять управление проектом до 2038 года.

**Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение** - открыто в 1991 году, расположено в Западно-Казахстанской области. Оператором месторождение является казахская нефтяная компания ТОО «Жайыкмунай».

**Месторождения Гремячинское, Каменское, Тепловское, Токаревское, Ульяновское, Цыгановское** находятся в Западно-Казахстанской области, и подготовится к разработке, и недропользователем является ЛТД СП «Степной Леопард».

**Таблица 3.2.3.3 – Прогнозные объемы добычи природного и попутного газа по отдельным месторождениям Западно-Казахстанской области с производством товарного газа, млн.м<sup>3</sup>**

Добыча газа и его распределение				
за декабрь и с начала года 2021 года				
	План 2021г.	Декабрь		С начала 2021г.-факт
		план	факт	

<b>"Жаикмунай" ТОО</b>				
Добыча газа-Всего, млн.куб.м.	512,851	38,251	38,170	<b>520,173</b>
в том числе:природный,млн.куб.м.	431,667	32,147	31,817	<b>442,196</b>
попутный.млн.куб.м.	81,184	6,104	6,353	<b>77,977</b>
Использ.на собств.нужды,млн.куб.м.			5,868	<b>69,093</b>
в т.ч. Использ.на собств.нужды, млн.куб.м. на ГТУ			3,507	<b>33,851</b>
Поставка газа на УПГ, ГПЗ, млн.куб.м.			38,066	<b>516,201</b>
Потери газа,млн.куб.м.			0,041	<b>1,749</b>
Обратная закачка газа				<b>0,000</b>
Сожжено газа в технологическом процессе, млн.куб.м.			0,620	<b>15,284</b>
в том числе:Сожжено на факелах УПН, млн.куб.м.			0,104	<b>6,275</b>
Сдача газа в газопровод, млн.куб.м.(продано)			27,010	<b>375,009</b>
Произведено товарного газа, млн.куб.м.			32,926	<b>445,396</b>
<b>"Карачаганак Петролеум Опер.Б.В."</b>				
Добыча газа-Всего (природный)	20182,692	2008,062	<b>1817,883</b>	<b>18979,748</b>
Использ.на собств.нужды,млн.куб.м.			75,982	<b>726,526</b>
в т.ч. Использ.на собств.нужды, млн.куб.м. на ГТУ				<b>0,000</b>
Поставка газа на УПГ, ГПЗ,(ОГП) млн.куб.м.			795,944	<b>8181,608</b>
Потери газа,млн.куб.м.				<b>0,000</b>
Обратная закачка газа			945,130	<b>9997,591</b>
Сожжено, млн.куб.м.			0,827	<b>11,490</b>
Продано, млн.куб.м.				<b>62,533</b>
Сдача газа в газопровод, млн.куб.м.				<b>0,000</b>
Произведено товарного газа, млн.куб.м.			759,260	<b>7773,298</b>
<b>"Урал Ойл энд Газ" ТОО</b>				
Добыча газа-Всего,млн.куб.м. (природный)			0,000	<b>2,625</b>
Использ.на собств.нужды,млн.куб.м.				<b>0,000</b>
в т.ч. Использ.на собств.нужды, млн.куб.м. на ГТУ				<b>0,000</b>
Поставка газа на УПГ, ГПЗ, млн.куб.м.				<b>0,000</b>
Потери газа,млн.куб.м.				<b>0,000</b>
Обратная закачка газа				<b>0,000</b>
Сожжено, млн.куб.м.				<b>2,625</b>
Продано, млн.куб.м.				<b>0,000</b>
Сдача газа в газопровод, млн.куб.м.				<b>0,000</b>

В соответствии с представленными данными недропользователей в МНиГ РК выполнен анализ прогнозных объемов добычи и выработки товарного газа по отдельным месторождениям Западно-Казахстанской области. Основным источником товарного газа области является месторождение Караганак, имеющее до 93% ресурсов газа от общего запаса газа по Западно-Казахстанской области и до 20% в РК.

### **3.2.4. Производство товарного газа на газоперерабатывающих заводах РК**

В республике порядка 90% газовых ресурсов сконцентрировано в 12 крупнейших месторождениях, таких как Тенгиз, Кашаган, Караганак, Имашевское, Королевское, Жанажол, Королевское, Чинаревское, Каламкас-море, Актоты, Кайран, Шагырлы-Шомышты, Урихтау.

Отличительной особенностью месторождений углеводородного сырья Казахстана является то, что на значительной части месторождений ведется одновременно добыча газа, нефти и газоконденсата, что определяет жесткую зависимость темпов добычи газа с темпами добычи нефти и газоконденсата. Данное обстоятельство одновременно и осложняет прогноз добычи газа и планирования развития газового рынка внутри страны и экспортных поставок, учитывая фактор зависимости добычи газа от конъюнктуры международного нефтяного рынка.

Газоперерабатывающая промышленность Казахстана представлена крупными заводами (ГПЗ): Казахский ГПЗ, принадлежащий КМГ (мощностью 2,9 млрд.м<sup>3</sup>/год в Мангистауской области, требующий реконструкции), Тенгизский ГПЗ-1,2 (мощностью производства товарного газа до 8,8 млрд.м<sup>3</sup>/год в Атырауской области), Жанажольский ГПЗ (мощностью 7,5 млрд. м<sup>3</sup>/год в Актюбинской области).

Газ с месторождения Караганак в объеме до 8 млрд.м<sup>3</sup>/год поставляется в РФ для переработки на Оренбургском ГПЗ ПАО «Газпром» по долгосрочному соглашению с ТОО «КазРосГаз» (совместным предприятием с участием КМГ и российской компании «Газпром»), которое было подписано в 2007 г. В июне 2015 г. КПО и ТОО «КазРосГаз» продлили его действие до 2038 г., обеспечив таким образом рынок для поставок основной части текущих объемов добычи газа КПО на оставшийся срок действия СРП в отношении данного месторождения.

В рамках Петербургского международного экономического форума (ПМЭФ-2022) АО «НК «QazaqGaz» и ПАО «Газпром» подписали меморандум о сотрудничестве, согласно документу, стороны увеличат объем переработки казахстанского газа на Оренбургском ГПЗ до 11 млрд м<sup>3</sup> в год. Данный шаг позволит увеличить поставку товарного газа на внутренний рынок Казахстана на 1,7 млрд м<sup>3</sup>/год. В свою очередь, это даст возможность казахстанской стороне увеличить добычу жидких углеводородов. Кроме того, между ТОО «КазРосГаз» и ООО «Газпром переработка» подписан договор на переработку казахстанского газа в 2022-2023 годах. В частности, в 2022 году к ранее запланированному объему 8,1 млрд м<sup>3</sup> предусмотрено дополнительно переработать около 0,57 млрд м<sup>3</sup> газа, а в 2023 году – дополнительно 1,23 млрд м<sup>3</sup> к первоначальному уровню 2022 года. ТОО «КазРосГаз» осуществляет переработку казахстанского газа на мощностях Оренбургского ГПЗ для обеспечения стабильной работы нефтегазоконденсатного месторождения и обеспечения внутреннего рынка Республики Казахстан товарным газом. Ежегодный объем переработки составляет порядка 9 млрд м<sup>3</sup>/год.

Фактическая перерабатывающая мощность трех ГПЗ, с учетом строительства нового завода на территории Казахского ГПЗ и перспективного ввода в эксплуатацию перерабатывающих мощностей проекта Кашаган - проектируемого ГПЗ «Болашак» (с постепенным наращиванием мощности до 6 млрд.м<sup>3</sup>/год в Атырауской области в период с 2024 до 2030 года) может составить

около 24,2 млрд.м<sup>3</sup>/год (таблица 3.2.4.1).

**Таблица 3.2.4.1 – Основные показатели работы ГПЗ**

Наименование	ПРОЕКТНАЯ МОЩНОСТЬ		ФАКТИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ за 2021 год	
	производство товарного газа (млн.м3)	производство сжиженного газа (тыс.тонн)	производство товарного газа (млн.м3)	производство сжиженного газа (тыс.тонн)
КазГПЗ	2 900,000	80,000	710,588	177,020
Тенгизский ГПЗ (ТШО)	8 800,000	1 500,000	8 717,089	1 449,885
Жанакольский ГПЗ (АО "СНПС-Актобемунайгаз"	7 532,000	971,600	4 169,991	527,769
Оренбургский ГПЗ (КПО б.в.) *	9 000,000	-	6 984,239	-
Проектный ГПЗ «Болашак»	6 000			
<b>ИТОГО:</b>	<b>27 232,00</b>	<b>2 551,60</b>	<b>20 81,91</b>	<b>2154,67</b>

\* - проектная мощность нового КазГПЗ \*\* - 900 млн.м<sup>3</sup>/год, \*\* - проектная мощность Оренбургского ГПЗ – 35,0 млрд.м<sup>3</sup>/год

Казахский ГПЗ расположен в г.Жанаозен, Мангистауской области. Завод предназначен для переработки попутного газа с местных прилегающих нефтяных месторождений, так называемого Озеньского куста (Озень Восточный, Тенге Западное и т.д.) и Жетыбайского куста (Жетыбай Южный, Тасбулат, Актас, Нормаул Восточный). Проектная мощность завода по природному газу составляет 2,9 млрд.м<sup>3</sup> газа в год и по сжиженному газу 80 тыс.т/год. Завод работает с 1973 года, не был реконструирован и находится в эксплуатации около 50 лет. Изношенность его оборудования, энергосетей и трубопроводов до 90%. Завод имеет стратегическое значение для Мангистауской области, так как является основным поставщиком сжиженного нефтяного газа для региона. Учитывая эти факты, решен вопрос о строительстве нового газоперерабатывающего завода в городе Жанаозен. По завершении строительства нового завода и его запуска существующий старый завод будет остановлен.

Общая номинальная мощность нового ГПЗ по переработке сырьевого газа может составить 900,0 млн.м<sup>3</sup>/год, номинальная мощность по переработке широкой фракции легких углеводородов – 40,0 тыс.т/год и номинальная мощность по переработке газового конденсата - 5 тыс.т/год.

Строительство нового ГПЗ позволит обеспечить население и промышленные предприятия Мангистауской области промышленными и социально значимыми продуктами газопереработки – сжиженным нефтяным газом, сухим (товарным) газом, пентан-гексановой фракцией.

Тенгизский ГПЗ с проектной мощностью по природному газу - 2,55 млрд. м<sup>3</sup>/год и по сжиженному газу – 90 тыс. тонн/год расположен в районе нефтегазового месторождения Тенгиз, в г. Кульсары Атырауской области. Попутный газ Тенгизского месторождения характеризуется большим содержанием до 13% этана, пригодного для развития нефтехимического комплекса, который строится в Атырауской области на территории СЭЗ НИНТ «Карабатан», и пропан-бутановой фракции. При этом газ, добываемый на месторождении, отличается особенно высоким содержанием сероводорода, а также наличием углекислого газа и других сопутствующих компонентов, требующих очистки и переработки.

Тенгизский-1 ГПЗ перерабатывает 5,0 млрд.м<sup>3</sup>/год. - Комплексные Технологические Линии (КТЛ) производительностью по нефти около 40000 тонн/сут. Выпускаемая продукция – отсепарированный попутный газ, пропан-бутановые смеси, сера.

Тенгизский-2 ГПЗ (проект второго поколения) - производительностью по нефти - 42 000 тонн в сутки, осуществляет переработку сырого газа около 10,0 млрд.м<sup>3</sup>/год. Попутный газ сепарируется и перерабатывается, в процессе переработки производится сухой газ, пропан, бутан и сера.

В 2008 году ТШО завершил проект Закачки сырого газа и Завод второго поколения (ЗСГ/ЗВП), за счет чего добыча нефти приблизилась к 75 тоннам в сутки, производство природного газа — 22 млн.м<sup>3</sup>/сут.

В 2016 году в рамках работы по дальнейшему развитию производства Партнерами ТШО принято окончательное решение о финансировании Проекта управления устьевым давлением/Проекта будущего расширения (ПУУД/ПБР), в рамках которого предусматривается строительство нового завода по переработке нефти в объеме 12 млн. тонн/год и объектов закачки газа мощностью 9,4 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Реализация ПУУД предусматривает строительство новой системы сбора скважинной продукции, инфраструктурных и вспомогательных объектов и объектов системы повышения давления, что позволит поддерживать текущий уровень переработки нефти существующих заводов КТЛ и ЗВП.

Ввод в эксплуатацию ПУУД/ПБР запланирован в 2022 г.

В перспективе с ростом объемов добычи газа на месторождении может потребоваться увеличение мощностей завода до 10 млрд.м<sup>3</sup>/год по сухому товарному газу.

Жанажольский ГПЗ расположен в Актюбинской области, и осуществляет очистку сырого газа от влаги и других примесей, а также производит товарный и сжиженный газы. Первоначально завод был рассчитан на переработку 710 млн.м<sup>3</sup> газа в год. После реконструкции завода компанией «CNPC-Актобемунайгаз» мощность предприятия достигла 800 млн.м<sup>3</sup>/год. В 2003 г. на месторождении был введен в эксплуатацию второй Жанажольский ГПЗ. В 2007 г. введена в эксплуатацию первая очередь третьего Жанажольского ГПЗ. В 2012 году компанией АО «CNPC-Актобемунайгаз» начато строительство второй и третьей очереди ЖГПЗ-3, что позволило увеличить объемы выпуска товарного газа и довести его в общей сложности до 7 млрд.м<sup>3</sup>/год.

Необходимость перспективного развития перерабатывающих мощностей по глубокой очистке газа продиктована дальнейшим увеличением объемов добычи углеводородного сырья. При этом большинство добываемого природного и растворенного попутного нефтяного газа требуют обязательной доочистки на установках подготовки газа.

Увеличение объемов добычи газа тесно связано с реализацией программы развития его переработки, реализуемой недропользователями в связи с принятием Кодекса РК «О недрах и недропользовании» за №125-VI от 27.12.2017г., где в статье 146 предусмотрен запрет сжигания попутного и (или) природного газа на факелах кроме исключительных случаев. Основные показатели работы УКПГ приведены в таблице 3.2.4.2.

Таблица 3.2.4.2 - Основные показатели работы УКПГ

Наименование	ПРОЕКТНАЯ МОЩНОСТЬ		ФАКТИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ за 2021 год	
	производство товарного газа (млн.м3)	производство сжиженного газа (тыс.тонн)	производство товарного газа (млн.м3)	производство сжиженного газа (тыс.тонн)
КПО б.в. (Карачаганский перерабатывающий комплекс)	1 000,000	-	789,059	-
NCOC	4 400,000	900,000	4 549,726	-
КазАзот	1 284,800	-	880,790	-
КазГерМунай"	440,000	143,000	302,893	84,272
ТарбагатайМунай	547,500	-	187,851	-
АмангельдыГаз	700,000	-	274,703	-
Амангельдинский ГПЗ	-	200,000	-	11,864
ЖаикМунай	1 410,000	143,000	445,396	63,484
Казахойл-Актобе	420,000	83,000	392,678	29,755
КазМунайТениз	3 650,000	-	50,730	-
КазахТуркМунай	109,343	-	121,200	-
ТетисАралГаз	447,125	-	115,647	-
Емир Ойл	36,500	-	36,160	-
КараКудук Мунай	81,415	-	23,856	-
ЭмбаМунайГаз	210,000	-	146,995	-
Тоталь Е энд П Дунга Гмбх	56,310	-	39,388	-
ТОО "Саутс-Ойл"	65,000	9,000	43,438	3,893
Кен-Сары	77,760	-	34,894	-
Кумколь Транс Сервис	18,250	-	7,077	-
MEERBUSCH	11,430	-	2,066	-
GasProcessing Company	226,000	37,000	361,015	41,396
<b>ИТОГО:</b>	<b>15 191,43</b>	<b>1 515,00</b>	<b>8 805,56</b>	<b>234,66</b>

Анализ таблиц 3.2.4.1 и 3.2.4.2 показывает, что проектные объемы переработки газа уже не обеспечивают переработку добываемых объемов газа, в первую очередь по Тенгизскому и Караганским месторождениям и дальнейшее предполагаемое увеличение потребление товарного газа не покрываются мощностью существующих ГПЗ. Поэтому вполне оправдано поэтапное строительство Караганского ГПЗ на 1,0, затем на 2,0 и 6,0 млрд.м<sup>3</sup> газа, что будет обеспечивать покрытие не только увеличения потребления товарного газа, но и падающих объемов выработки газа на малых месторождениях Мангистауской и Кызылординской месторождениях.

При этом следует учесть, поскольку специфика добычи жидких углеводородов предполагает применение технологии обратной закачки газа в пласты, то значительные объемы добываемого газа продолжают использоваться на эти цели. Но это одновременно позволяет регулировать более равномерный отбор сырого газа для производства товарного газа на имеющихся и строящихся газоперерабатывающих мощностях.

Сжиженный углеводородный газ в республике производится на трех нефтеперерабатывающих

заводах – Павлодарский нефтехимический завод (ПНХЗ), Атырауский нефтеперерабатывающий завод (АНПЗ), Шымкентский нефтеперерабатывающий завод (ПКОП). Наряду с ними сжиженный газ производят ТОО «Тенгизшевройл», АО «СНПС-Актобемунайгаз», ТОО «КазГПЗ», ТОО «СП «КазГерМунай» и т.д.

**Таблица 3.2.4.3 - Справка об отгрузке сжиженного газа с НПЗ и ГПЗ по Костанайской области за 2021 год, тонн**

Наименование завода поставщика	Объемы поставки, тонн
Жанажольский ГПЗ	34 291
АО "ПНХЗ"	714
ТОО "ПКОП"	597
<b>ИТОГО:</b>	<b>35 602</b>



Атырауский нефтеперерабатывающий завод (ТОО «АНПЗ») – первенец нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстан, построен в годы Великой Отечественной войны в течение двух лет, на базе комплектации оборудования, поставляемого из США по «ленд-лизу», введен в эксплуатацию в сентябре 1945 года. Производительность АНПЗ – 5,5 млн.тонн нефти в год.

Павлодарский нефтехимический завод (ТОО «ПНХЗ») – крупнейшее предприятие на северо-востоке Казахстана по переработке нефти и производству нефтепродуктов. Завод был введен в эксплуатацию в 1978 году и ориентирован на переработку нефтяного сырья западносибирских месторождений. Производственные мощности Павлодарского нефтехимического завода позволяют перерабатывать около 6 млн. тонн сырой нефти в год.

Шымкентский нефтеперерабатывающий завод (ТОО «ПКОП»), построенный в 1985 году, является самым новым из трех НПЗ Казахстана. Шымкентский НПЗ – это единственный нефтеперерабатывающий завод, расположенный на юге Казахстана, в самой густонаселенной части республики. Производительность Шымкентского нефтеперерабатывающего завода

составляет 6 млн. тонн сырой нефти в год.

**Таблица 3.2.4.4 - Производство сжиженного газа в Республике Казахстан за период 2017-2020 гг, тыс.тонн**

№	Заводы	Декабрь/ Январь 2017	Декабрь/ Январь 2018	Отношение 2018 к 2017 %	Декабрь/ Январь 2019	Декабрь/ Январь 2020	Отношение 2019 к 2020 %
1.	ТОО "ПНХЗ"	256,537	310,989	121,2	279,343	290,476	104,0
2.	ТОО "ПКОП"	96,885	168,744	174,2	295197	327,068	110,8
3.	ТОО "АНПЗ"	39,246	165,844	> в 4,2 раза	126,951	126,902	100,0
4.	ТОО "КазГПЗ"	169,496	175,593	103,6	186,245	172,791	92,8
5.	ТОО "Тенгизшевройл"	1 382,39	1 342,66	97,1	1 347,77	1 481,82	109,9
6.	Жанажольский ГПЗ	632,449	647,49	102,4	668,222	522,205	78,1
7.	ТОО "СП"КазГерМунай"	150,609	143,535	95,3	119,222	88,88	74,2
8.	Амангельдинский ГПЗ	3,57	7,509	> в 2,1 раза	14,991	12,078	80,6
9.	ТОО "Жаикмунай"	141,917	118,838	83,7	109,745	86,173	78,5
10.	ТОО "Казахайл-Актобе"	24,83	28,409	114,4	28,286	28,733	101,6
11.	ТОО "KazFrac"	4,185	5,187	123,9	-	-	-
12.	ТОО "Саутс Ойл"	-	-	-	5,556	5,832	105,0
13.	ТОО "Gas Processing Company"	-	-	-	13,732	35,018	> в 2,6 раза
<b>Всего:</b>		<b>2 902,12</b>	<b>3 114,80</b>	<b>107,3</b>	<b>3 195,75</b>	<b>3 177,97</b>	<b>99,4</b>

## **4. ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА И ПЛАНИРУЕМЫХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

### **4.1. Характеристика существующей газораспределительной системы и схемы газоснабжения региона с учетом действующих магистральных газопроводов**

Уровень газификации Костанайской области на начало 2022 года составил около 56,7%; газифицированы населенные пункты Алтынсаринского, Аулиекольского, Беймбета Майлина, Житикаринского, Денисовского, Камыстынского, Карабалыкского, Костанайского и Федоровского районов.

В негазифицированных и частично газифицированных населенных пунктах для коммунально-бытовых нужд населения используется сжиженный нефтяной газ.

В 2016 году завершено строительство магистрального газопровода «город Рудный – поселок Качар – село Федоровка», протяженностью 68,8 км, что позволило начать газификацию Федоровского района Костанайской области.

В ноябре 2015 года акиматом Костанайской области для дальнейшего развития газификации области был подписан Меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве с АО «НК КазМунайГаз» и АО «QazaqGaz» (далее – Меморандум) на принципах государственно-частного партнерства, общей стоимостью 13,4 млрд. тенге, из них вложения АО «QazaqGaz» 7,7 млрд. тенге, областного бюджета 5,7 млрд. тенге.

В рамках Меморандума предусмотрена газификация 9 населенных пунктов области (с. Аулиеколь, с. Аманкарагай Аулиекольского района, п. Качар г. Рудного, п. Октябрьский г. Лисаковска, с. Ворошиловка и с. Тогузак Карабалыкского района, с. Антоновка и с. Алчановка Денисовского района, с. Федоровка Федоровского района), с увеличением охвата газификацией дополнительно 49,1 тыс. человек. Реализация данного Меморандума завершилась в 2020 году.

В 2019 году была начата реализация 2-х проектов подводящих газопроводов: «Строительство газопровода высокого давления Камысты-Алтынсарино Камыстынского района с подключением сел Адаевка и Бестобе Костанайской области» (стоимость строительства – 2 119,8 млн. тенге, 60,5 км). В результате строительства газопровода высокого давления будет обеспечена возможность газификации сел Адаевка, Бестобе, Алтынсарино, Клочково, Арка, Карабатыр, Ливановка Камыстынского района (более 5 000 чел., 1667 абонентов) и «Строительство подводящего газопровода от АГРС с. Аулиеколь до п. Кушмурун с подключением сел Черниговка Аулиекольского района Костанайской области» (стоимость строительства – 3 527,1 млн. тенге, 46,3 км). Реализация проекта планируется в 2019 – 2023 гг.

В 2021 году на реализацию 14 проектов по газоснабжению населенных пунктов области (8 – СМР, 6 – ПСД) выделено из республиканского, областного бюджетов и средств Национального фонда 2,733 млрд. тенге (РБ – 0,200 млрд. тенге, НФ – 1,375 млрд. тенге, МБ – 1,158 млрд. тенге).

В текущем году продолжается строительство подводящих газопроводов высокого давления Камысты – Алтынсарино Камыстинского района и Аулиеколь – Күшмұрун с подключением села Черниговка Аулиекольского района, будет осуществлена газификация сел: Алтынсарино Камыстинского района, Шеминовское и Озерное Костанайского района, Копыченка Федоровского района.

Также в текущем году построены газораспределительные сети в 5а микрорайоне г. Житикары, начато строительство инженерных коммуникаций к микрорайонам «Байтерек», «Астана» и «Нұр Әлем» Костанайского района.

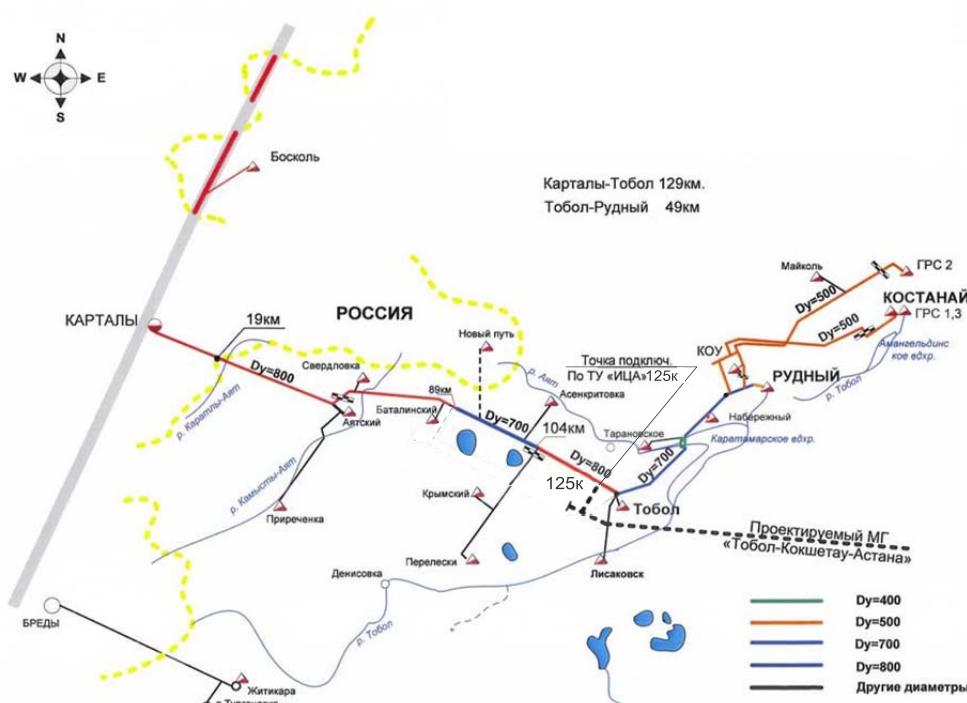
В 2022 году разрабатывается проектно-сметная документация по строительству газораспределительных сетей в селах: Зааятское Денисовского района, Гурьяновское Карабалыкского района, Береговое и Айет района Б. Майлина, Лесное и Березовка Федоровского района, Диевка Аулиекольского района, п.Күшмұрун Аулиекольского района и по строительству подводящего газопровода Аулиеколь – Диевка с подключением села Новоселовка Аулиекольского района.

Газоснабжение Костанайской области осуществляется от магистрального газопровода «Бухара-Урал» по магистральным газопроводам-отводам:

Карталы – Рудный – Костанай	155,8 км
Бреды – Житикара	64,0 км
МГ Бухара-Урал - Бос科尔	6,54 км

Основные объемы поставок газа до 95-98% осуществляется через МГ «Карталы-Рудный-Костанай» (рис 4.1.1), точка врезки на 1731 км МГ «Бухара-Урал».

Рисунок 4.1.1. Схема магистральных газопроводов Костанайского ЛПУ УМГ «Костанай»



Общая протяженность газопроводов Костанайской области на 1 января 2021 года составила 3715 км, в том числе: магистральных - 877,4 км, распределительных – 2837,6 км.

Магистральные газопроводы–отводы от МГ «Бухара-Урал» и АГРС эксплуатируются Костанайским ЛПУ АО «Интергаз Центральная Азия». Филиал «Управление магистральных газопроводов «Костанай» АО «Интергаз Центральная Азия» создан в мае 2015 года.

Общая характеристика и основные параметры магистральных газопроводов представлены в таблице 4.1.1.

**Таблица 4.1.1 – Характеристика существующих магистральных газопроводов, обслуживаемых УМГ «Костанай»**

№№ п/п	Наименование газопроводов	Принадлежность (эксплуатирующее е ЛПУ)	Диаметр условный, мм	Протяжен- ность, км	Год ввода в эксплуатаци- ю	Проектно е давление, МПа
1	2	3	4	5	6	7
<b>УМГ "КОСТАНАЙ"</b>						
1	МГ Бухара-Урал 1 нитка 1801-1827,2 км и 1833,1- 1847,1 км	Костанайское ЛПУ	1020	40,200	1963	5,4
2	МГ Бухара-Урал 2 нитка 1801-1827,2 км и 1833,1- 1847,1 км	Костанайское ЛПУ	1020	40,200	1965	5,4
3	МГ Бухара-Урал 3 нитка 1801-1827,2 км и 1833,1- 1847,1 км	Костанайское ЛПУ	1020	40,200	1985	5,4
4	МГ Карталы-Рудный 19,2- 174км	Костанайское ЛПУ	820	103,50	1965	5,4
			720	50,30	1965	5,4
			426	2,00	1965	5,4
	<b>Протяженность МГ, всего</b>			<b>276,40</b>		
	<b>Газопроводы -отводы на ГРС</b>			<b>601,00</b>		
	<b>Всего по УМГ "Костанай"</b>			<b>877,4</b>		

Характеристика МГ «Бухара-Урал», приведенная в таблице 4.1.1 больше отражает сложившееся положение по производительности газопровода на территории РК, участок «Челябинск-Карталы» на территории РФ газопровода «Бухара-Урал», имеет повышенные характеристики по транзитной мощности. Это достигнуто в результате проводимых мероприятий по модернизации газопроводов и КС, а также по причине востребованости для целей обеспечения природным газом приграничных с РК областей РФ и в связи с необходимостью увеличения транзитной мощности системы газопроводов ОАО «Газпром» для экспорта газа.

Для обеспечения внутреннего рынка газом 27 декабря 2006 г. подписано Соглашение о встречных поставках газа между ОАО «Газпром» НХК «Узбекнефтегаз» и АО НК «КазМунайГаз». В соответствии с Соглашением весь импорт газа «свопируется» с Караганакским экспортом по равной цене и в равных объемах. В рамках Соглашения ежегодно заключаются договора на

встречную поставку газа Караганакского месторождения на юг Республики Казахстан и Костанайскую область.

С 2007 г. посредством встречных поставок ТОО «КазРосГаз» осуществляет поставки газа на внутренний рынок РК. Механизм обеспечения встречных поставок, отработанный ТОО «КазРосГаз», достигается путем замещения российского газа, потребляемого Костанайской областью, узбекского и туркменского газа, потребляемого южными регионами Казахстана, аналогичными объемами переработанного караганакского газа по фиксированным ценам, согласованным с уполномоченными сторонами Соглашения – АО «НК «КазМунайГаз» и ОАО «Газпром» и утвержденным Правительством Республики Казахстан.

Источниками подачи газа потребителям Костанайской области являются 24 ГРС (таблица 4.1.3).

Газораспределительная система Костанайского, Лисаковского, Рудненского, Житикаринского, Затобольского, Карабалынского, Аулиекольского и Федоровского газовых хозяйств (газопроводы высокого, среднего и низкого давления и АГНКС) Костанайского производственного филиала АО «КазТрансГаз Аймак» эксплуатируется согласно договора эксплуатации структурными подразделениями УМГ «Костанай» АО «ИЦА».

**Таблица 4.1.2 - Протяженность распределительных газопроводов по Костанайской области**

Протяженность распределительных газопроводов, км	По состоянию на:		прирост 2012 год к 2021 году, %
	1 января 2012 года	1 ноября 2021 года	
	2101,2	3161,42	

Протяженность распределительных газопроводов на 1 января 2021 года составляет 2 837,566 км, из них на балансе Акционерного общества «КазТрансГаз Аймак» и в доверительном управлении – 2 362,779 км (таблица 4.1.4), на балансе хозяйствующих субъектов – 474,787 км.

На обслуживании АО «КазТрансГаз Аймак» находится 2 837,566 км газопроводов 208 ед. ГРП и 455 ед. ШРП.

Прирост протяженности газопроводов обеспечен строительством газовых сетей за счет средств госучреждений, собственных средств АО «КазТрансГаз Аймак», населения и юридических лиц.

Таблица 4.1.3. Сведения по газопроводам-отводам и АГРС Костанайской области

№№ п/п	Наименование ГРС	Газопровод-отвод					Тип	Год ввода в эксплу атацию	ГРС		Владелец объекта	
		Протяж енност ь, км	Диамет р, мм	Рабочее давление		Наименование газопровода, к которому подключен газопровод-отвод			Производительность			
				Проект ное, МПа	Разреш енное, МПа	Год ввода в эксплу атацию		Проектная, м3/сутки	Фактическая, м3/сутки			
1	г.Житикара	19,70	530	5,4	5,4	1986	МГ "Бухара-Урал" 1657,97 км	индивидуал ьный проект	1985	2 880 000	354 538 зим.вр. 80 559 лет.вр.	АО "ИЦА"
2	п.Бос科尔	6,54	159	5,4	5,4	1984	МГ "Бухара-Урал" 1812 км	индивидуал ьный проект	1984	1 248 000	123 377 зим.вр. 16 221 лет.вр.	АО "ИЦА"
3	п.Аятский	6,40	219; 159	5,4	3,4	1988	Газопровод-отвод "Карталы Рудный" 52 км	Энергия-1	1988	456 000	23 301 зим.вр. 2 625 лет.вр.	АО "ИЦА"
4	п.Свердлова	1,30	89	5,4	3,8	1993	Газопровод-отвод "Карталы-Рудный" 55 км	Урожай-1	1993	120 000	6 845 зим.вр. 661 лет.вр.	АО "ИЦА"
5	п.Приреченский	28,50	219; 159; 114	5,4	3,4	1993	Газопровод-отвод к п.Аятский 6 км	Урожай-1	1993	120 000	10 185 зим.вр. 1 197 лет.вр.	АО "ИЦА"
6	п.Баталинский	3,30	108	5,4	3,8	1993	Газопровод-отвод "Карталы-Рудный" 79 км	Урожай-1	1993	120 000	10 120 зим.вр. 1 182 лет.вр.	АО "ИЦА"
7	п.Николаевка	9,60	108	5,4	3,8	1991	Газопровод-отвод "Карталы- Рудный" 104 км	Урожай-1	1991	120 000	5 423 зим.вр. 540 лет.вр.	АО "ИЦА"
8	п.Крымский	2,00	89	5,4	3,8	1997	Газопровод-отвод к п. Перелески 23 км	Урожай-1	1997	120 000	7 092 зим.вр. 586 лет.вр.	АО "ИЦА"
9	п.Перелески	37,20	400; 219; 57	5,4	3,8	1997	Газопровод-отвод "Карталы- Рудный" 104 км	Урожай-1	1997	120 000	9 901 зим.вр. 853 лет.вр.	АО "ИЦА"
10	ст.Тобол	2,80	159	5,4	3,8	1989	Газопровод-отвод к г. Лисаковск 1 км	Энергия-1	1989	384 000	31 000 зим.вр. 1 492 лет.вр.	АО "ИЦА"
11	г.Лисаковск	19,80	530	5,4	3,8	1998	Газопровод-отвод "Карталы-Рудный" 129 км	индивидуал ьный проект	1969	5 040 000	418 779 зим.вр. 56 903 лет.вр.	АО "ИЦА"
12	п.Майский	11,15	159	5,4	3,8	1973	Газопровод-отвод "Карталы- Рудный" 155 км	Ташкент -2	2002	240 000	59 102 зим.вр. 10 395 лет.вр.	АО "ИЦА"
13	п.Набережный	0,19	108	5,4	3,8	1976	Газопровод-отвод "Карталы- Рудный" 160 км	АГРС-3	1978	72 000	7 300 зим.вр. 200 лет.вр.	АО "ИЦА"

№№ п/п	Наименование ГРС	Газопровод-отвод						ГРС				Владелец объекта	
		Протяж- енность, км	Диаметр , мм	Рабочее давление		Год ввода в эксплу- атацию	Наименование газопровода, к которому подключен газопровод- отвод	Тип	Год ввода в эксплу- атацию	Производительность			
				Проект- ное, МПа	Разреш- енное, МПа					Проектная, м3/сутки	Фактическая, м3/сутки		
14	Завод КОУ	0,13	219; 108	5,4	3,8	1979	Газопровод-отвод к ГРС-2г. Костанай 6 км	АГРС-10	1979	408 000	8 800 зим.вр. 500 лет.вр.	АО "ИЦА"	
15	г.Рудный	4,90	325	5,4	3,8	1965	Газопровод-отвод "Карталы-Рудный" 174 км	индивидуал ьный проект	1966	2 496 000	1 576 000 зим.вр. 200 лет.вр.	АО "ИЦА"	
16	ГРС-1 (консервация)	0,08	530	5,4	3,8	1997	Газопровод-отвод на г.Костанай к ГРС №3 63 км	БК-80	1982	1 080 000	0	АО "ИЦА"	
17	ГРС № 3	51,77	530	5,4	3,8	1997	Газопровод-отвод "Карталы-Рудный" 171 км	индивидуал ьный проект	1964	2 606 400	2 031 000 зим.вр. 286 600 лет.вр.	АО "ИЦА"	
18	п.Майколь	5,50	219; 159	5,4	3,8	1991	Газопровод-отвод "Рудный-Костанай (ГРС-2)" 52 км	АГРС-10М	1991	172 800	3 400 зим.вр. 100 лет.вр.	АО "ИЦА"	
19	ГРС № 2	71,90	530	5,4	3,8	1987	Газопровод-отвод "Карталы-Рудный" 174 км	БК-ГРС-2- 120	1988	2 016 000	886 462 зим.вр. 70 600 лет.вр.	АО "ИЦА"	
20	п.Денисовка	30,72	219	5,4	3,8	2010	Газопровод-отвод "Перелески" 36,9 км	Сигнал-10	2010	10 000	43 000 зим вр. 3 396 лет. вр.	АО "ИЦА"	
21	АГРС Федоровка	30,584	426	5,4	3,8	2016	Газопровод-отвод "г.Рудный-п.Качар- п.Федоровка" 18,5 км	Урожай-30	2016		10 070 в зим.вр. 4 533 в лет.вр.	на балансе ГУ "Управление Энергетики и ЖКХ"	
22	ГРС п. Камысты	52,709	219	5,4	5,4	2011	Газопровод-отвод "п. Тургеновка" 9,2км	Урожай-20	2011		25 612 в зим.вр. 2 396 в лет.вр.	на балансе АО «Самрук- Казына»	
23	АГРС Качар	37,896	530	5,4	3,8	2016	Газопровод-отвод "г.Рудный-п.Качар- п.Федоровка" 18,5 км	АГРС-20 Сигнал	2016		91 127 в зим.вр. 408 в лет.вр.	на балансе ГУ "Управление Энергетики и ЖКХ"	
24	АГРС п.Аулиеколь	131,580	273	5,4	5,4	2018	Газопровод отвод к АГРС г.Лисаковск 7км	Сигнал-30	2018			На балансе АО "КазТрансГаз Аймак"	

25	Газопровод – отвод к ГРС совхоза Новый путь (РФ)	11,39	150	5,4	3,8	1992	Газопровод-отвод к ГРС п.Новый путь (РФ) 11,39км						АО "ИЦА"
26	Газопровод – отвод к ГРС совхоза Заозёрный (РФ)	1,432	140	5,4	3,8	1991	Газопровод-отвод к ГРС п.Заозёрный (РФ) 1,432 км						АО "ИЦА"
27	Газопровод – отвод на п.Большевик	9,2	219	5,4	5,4	1993	Газопровод-отвод к ГРС г.Житикара 60 км						АО "ИЦА"

**Таблица 4.1.4 - Основные характеристики объектов газораспределительной системы, находящихся на балансе АО «КазТрансГаз Аймак»**

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Показатель
1	Общая протяженность газопроводов, из них	км	2 362,779
1.1	Подземных газопроводов		1 207,324
1.2	Надземных газопроводов		1 155,455
1.3	Газопроводов высокого давления (от 0,3 до 1,2 МПа)	км	601,733
1.3.1	Газопровод среднего давления (от 0,005 до 0,3МПа)	км	163,483
1.3.2	Газопровод низкого давления (до 0,005 МПа)	км	1 597,563
2	Количество ГРП	шт	185
3	Количество ШГРП, ШРП, ШП	шт	207
4	Устройства катодной защиты	шт	356

Объемы потребления природного газа по Костанайской области связаны с потреблением газа крупными промышленными объектами (АО «ССГПО», АО «Костанай минералы» и другие) и объектами ТЭК (ГКП «КТЭК»), которые суммарно потребляют до 79% объемов газа, поступающего в область (таблица 4.1.5)

**Таблица 4.1.5 - Структура потребления природного газа в Костанайской области**

№ п/п	Потребитель	Показатель, м <sup>3</sup> /год
1	Население	161 591 747
1.1	Коммунально-бытовые потребители	15 883 886
1.2	Промышленные потребители	373 532 376
1.2.1	в т.ч. АО «ССГПО»	222 557 000
1.2.2	АО «Костанай минералы»	14 924 823
2	Объекты ТЭК	284 195 093
2.1	в т.ч. ГКП «КТЭК»	199 870 663
	<b>ВСЕГО:</b>	<b>835 203 102</b>

Система газоснабжения, сложившаяся в Костанайской области, представляет собой комплекс технологически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и потребления товарного газа, а также перевозки, хранения, реализации и потребления сжиженного нефтяного газа.

Таблица 4.1.6 - Потребления природного газа в Костанайской области без учета крупных промышленных потребителей

№	Наименование района/населенного пункта	Наименование ГРС	Наименование населённых пунктов снабжаемых от данной ГРС	Потребление, тыс. м <sup>3</sup> /год
1	г. Костанай	ГРС-1, ГРС-2, ГРС-3, ГРС-п.Майколь	г.Костанай, населенные пункты Костанайского района и Алтынсаринского района	212 369,23
2	г. Рудный	ГРС-г.Рудный, ГРС-Качары	г.Рудный, с.Юбилейное, ст.Железорудная, п.Качары	23 134,735
3	г.Лисаковск	ГРС-2 нитка (г.Лисаковск)	г.Лисаковск, п.Октябрьский	13 334,19
4	Денисовский район	ГРС-Аят, ГРС-Баталы, ГРС-Денисовская, ГРС-Крымский, ГРС-Перелески, ГРС-Приреченка, ГРС-Свердлова	с.Аятское, с.Приаятское с.Фрунзенское, с.Кочергиновка, с.Красноармейское, с.Архангельское, с.Жалтырколь, с.Денисовка, с.Крымское, с.Перелески, с.Приреченка, с.Окраинка, с.Тавриченка, с.Свердловка, с.Подгорное, с.Глебовка	9 118,24
5	район Беймбета Майлина	ГРС-Набережное, ГРС-Николаевка, ГРС-Тарановская, ГРС-Тобол	с.Набережное, с.Асенкритовка, с.Майское, с.Красносельское, с.Айет, п.Тобол	17 753,51
6	Житикаринский район	ГРС-Житикара	г.Житикара, с.Забеловка, с.Тохтарово	8 147,05
7	Карабалыкский район	ГРС-Карабалык, ГРС-Бос科尔	с.Бос科尔, с.Целинное, с.Сарыколь, с.Котлованное, с.Станционное, с.Белоглинка, с.Научное, п.Карабалык, с.Тогузак	20 192,16
8	Камыстынский район	ГРС-с.Камысты	с.Камысты	3 787,14
9	Федоровский район	ГРС-Федоровка	с.Федоровка	2 538,827
<b>ВСЕГО по области:</b>				<b>310 375,082</b>

**Снабжение сжиженным газом.** Система снабжения сжиженным нефтяным газом Костанайской области представляет собой совокупность газонаполнительных станций, газонаполнительных пунктов, групповых резервуарных установок, газопотребляющих систем, автогазозаправочных станций и иных технологических объектов, предназначенных для перевозки, хранения, реализации и потребления сжиженного нефтяного газа.

Поставка сжиженного нефтяного газа в область производится железнодорожными цистернами газовозами. Распределение выделенных объемов сжиженного газа производится по Правилам формирования плана поставки сжиженного нефтяного газа на внутренний рынок Республики Казахстан № 68 от 22 октября 2014 года. Ежемесячно Министерство энергетики Республики Казахстан предоставляет Протокол заседания комиссии по формированию плана поставки сжиженного нефтяного газа на внутренний рынок Республики Казахстан, согласно плановых объемов заводов перерабатывающих сжиженный газ по которым определен фактический объем сжиженного газа для Костанайской области на каждый месяц. По состоянию за 6 месяцев текущего года баланс по сжиженному газу Костанайской области выглядит следующим образом.

**Таблица 4.1.7 - Динамика поставки и реализации сжиженного нефтяного газа по области за 6 месяцев 2021 г., тонн**

	Янв.	Фев.	Март	Апрель	Май	Июнь	Всего
Поставка	3754,8	3406,6	3781,3	4229,4	3253,5	3599,9	22025,5
Реализация	3858,8	3123,1	3982,6	4084,6	3289,4	3596,7	21935,1
Избыток/Дефицит	-104	283,5	-201,3	144,8	-35,9	3,2	90,4

В Костанайской области имеется три аккредитованные газосетевые организации - юридические лица имеющие свидетельство об аккредитации и осуществляющие эксплуатацию газонаполнительной станции, групповых резервуарных установок, а также оптовую и розничную реализацию сжиженного нефтяного газа:

- ТОО «База сжиженного газа»;
- ТОО «Промбаза-7»;
- ТОО «КС-А»/«Кепіл Сапа-А».

Сжиженный нефтяной газ расходуется в основном на автогазозаправочных станциях и в бытовых баллонах. Наиболее крупный объём сбыта через автогазозаправочные станции - около 32 801 тонн газа в год (По данным 2020 года). Основные показатели реализации сжиженного газа в разрезе поставщиков приведены в таблице 4.1.8.

**Таблица 4.1.8 - Основные показатели реализации сжиженного газа за 2020 год, тонн**

№№ п/п	Наименование ГНС (ГНП)	Газоснабжение СУГ, тн/год		Стоимость СУГ / стоимость доставки	
		Баллонный (тг./кг)	АГЗС (тг./литр)	Баллонный (тг./кг)	АГЗС (тг./литр)
1	ТОО «База сжиженного газа»;	4 452	10 310	133,3	65
2	«Промбаза-7»;	11 891	13 687	120	65
3	«КС-А»/«Кепіл Сапа-А»/.	6 700	8 804	-	65

Одной из основных проблем в развитии газоснабжения следует считать тот факт, что Костанайская область географически отдалена от казахстанских месторождений природного газа (Карачаганакского и Тенгизского). По территории области не проходят магистральные газопроводы, поставляющие газ с названных месторождений вглубь территории РК или на экспорт. По этой причине транспортировка газа с данных месторождений напрямую в Костанайскую область невозможна.

ТОО «КазРосГаз» на приоритетной основе обеспечивает потребности внутреннего рынка Республики Казахстан, в том числе прямые поставки в Западно-Казахстанскую область, а также встречные поставки (SWAP – операции) карачаганакского газа в счет поставок среднеазиатского и российского газа для потребителей Костанайской области и южных регионов Республики Казахстан. Действующая с 2007 года схема SWAP-поставок позволяет осуществлять стабильное газоснабжение в Костанайскую область и в южные регионы РК по ценам, значительно ниже, как если бы поставки осуществлялись на рыночных принципах.

Использование схемы замещения с подачей газа с Карачаганакского месторождения позволяет ОАО «ГАЗПРОМ» оптимизировать транспортную схему для экспорта газа с экономией затрат на транспортировку газа на участке газопроводов от КС «Карталинское» и КС «Оренбурнская» на объем газа, отбираемого по газопроводу «Карталы-Рудный» в сторону северных областей РК. Для реализации данной схемы взаимопоставок газа на перспективу имеются все основания.

Во-первых, технические возможности транзита газа по МГ «Бухара-Урал» составляют около 30,0 млрд. м<sup>3</sup>/год, а в последние годы фактический объем транзита составляет около 14,6 млрд.м<sup>3</sup>/год. Таким образом, в случае заинтересованности продолжения транзита газа на экспорт в сложившихся объемах в условиях ограниченности транзитной мощности газопровода на участке КС-«Домбаровская» и КС-«Оренбургская» при возможности увеличения экспорта за счет поставок дополнительных объемов газа карачаганакского газа, ОАО «ГАЗПРОМ» вполне может увеличить транспортировку газа по данному газопроводу в объемах покрывающих увеличение до 5,0 млрд. м<sup>3</sup>/год в перспективе против сложившегося уровня поставок газа в РК в данном регионе.

Во-вторых, политico-экономические возможности, учитывая подписание странами Таможенного Союза Соглашения «О правилах доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа по газотранспортным системам, включая основы ценообразования и тарифной политики» (г. Москва, 9 декабря 2010 г.), а также существующие и необходимые для реализации Проекта договора и соглашения, в том числе, по долгосрочным поставкам российского газа. Это Соглашение регулирует свободный доступ стан участникам Союза к свободным мощностям газопроводов с применением справедливых тарифов для прямого транзита газа или использования схем взаимозамещения.

На дальнейшее развитие системы газоснабжения области влияют как внешние, так и внутренние факторы.

Сдерживающим фактором также являются высокие цены на материалы, используемые при строительстве газопроводов, отсутствие инвесторов, незначительные объемы финансирования

проектов по газоснабжению.

К числу положительных факторов следует отнести:

- выделяемые финансовые средства из местного и республиканского бюджетов на инвестиционные проекты по газоснабжению и целевые трансферты на развитие инженерных коммуникаций;
- наличие в области проектно-монтажных организаций, оснащенных техническими средствами, имеющих материальные и трудовые ресурсы;
- низкий процент износа газовых сетей (не выше 30%).

#### **4.2. Анализ реализуемых проектов строительства магистральных газопроводов и перспективы новых маршрутов поставок казахстанского газа на внутренний рынок региона**

Проект газификации северных областей РК с увеличением объемов подаваемого газа в Костанайскую область и расширением территорий охватываемых газоснабжением рассматривался неоднократно и особенно активно после образования независимого Казахстана.

В 2019 году был введен в эксплуатацию участок магистрального газопровода «Сарыарка» I-Этап по маршруту «Кызылорда-Жезказган-Караганда-Астана», с подключением к магистральному газопроводу «Бейнеу-Бозой-Шымкент» в районе города Кызылорда. Реализация данного проекта позволила начать газификацию области Ұлытау, Карагандинской, Акмолинской областей и города Астана.

В 2022 году завершена корректировка II и III-Этапов строительства магистрального газопровода «Сарыарка» по маршруту «Астана – Кокшетау - Петропавловск». Реализация данного проекта позволит в перспективе охватить газоснабжением населенные пункты Акмолинской и Северо-Казахстанской областей.

Реализация II и III-Этапов предусматривает планомерное увеличение объемов транспортировки и газа с выходом на полную проектную мощность после строительства КС на участке «Кызылорда-Астана».

Для закольцовки газотранспортной системы и дополнительного охвата потребителей Костанайской, Акмолинской и Северо-Казахстанской областей, а также с целью увеличения поставок газа на МГ «Сарыарка» в случае возникновения риска недопоставки газа от МГ «ББШ» для Акмолинской и Северо-Казахстанской областей в перспективе предложены следующие варианты строительства магистрального газопровода:

- Вариант I - от МГ «Карталы – Тобол - Астана»
- Вариант II - от МГ «СРТО - Омск» с присоединением в районе г.Ишим на территории РФ

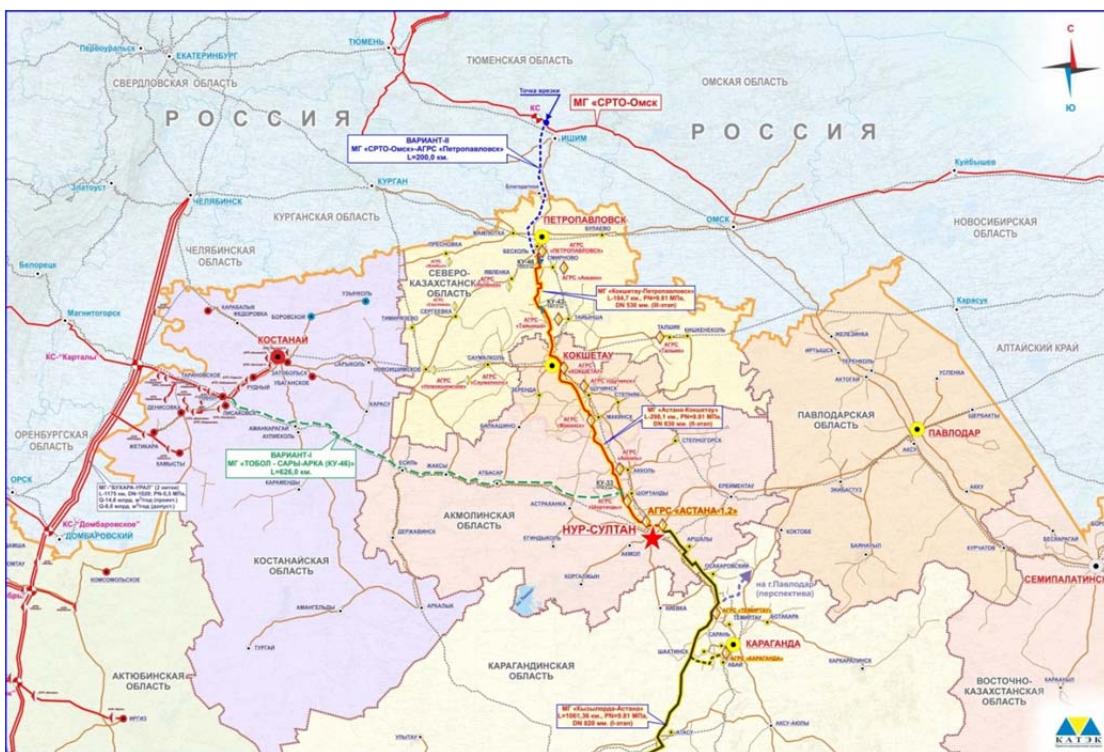
Для обеспечения внутреннего рынка газом 27 декабря 2006 г. подписано Соглашение о встречных поставках газа между ОАО «Газпром», НХК «Узбекнефтегаз» и АО НК «КазМунайГаз». В соответствии с Соглашением весь импорт газа «свопируется» с Караганакским экспортом по равной цене и в равных объемах. В рамках Соглашения ежегодно заключаются договора на

встречную поставку газа Караганакского месторождения на юг Республики Казахстан и Костанайскую область.

С 2007 г. посредством встречных поставок ТОО «КазРосГаз» осуществляет поставки газа на внутренний рынок РК. Механизм обеспечения встречных поставок, отработанный ТОО «КазРосГаз», достигается путем замещения российского газа, потребляемого Костанайской областью, узбекского и туркменского газа, потребляемого южными регионами Казахстана, аналогичными объемами переработанного карачаганакского газа по фиксированным ценам, согласованным с уполномоченными сторонами Соглашения – АО «НК «КазМунайГаз» и ОАО «Газпром» и утвержденным Правительством Республики Казахстан.

Использование схемы замещения с подачей газа с Караганского месторождения позволяет ОАО «ГАЗПРОМ» оптимизировать транспортную схему для экспорта газа с экономией затрат на транспортировку газа на участке газопроводов от КС «Карталинское» и КС «Оренбурнская» на объем газа, отбираемого по газопроводу «Карталы-Рудный» в сторону северных областей РК. Для реализации данной схемы взаимопоставок газа на перспективу имеются все основания.

*Рисунок 4.2.1 – Возможные проектные и перспективные маршруты поставок газа в Северный регион, включая Костанайскую область*

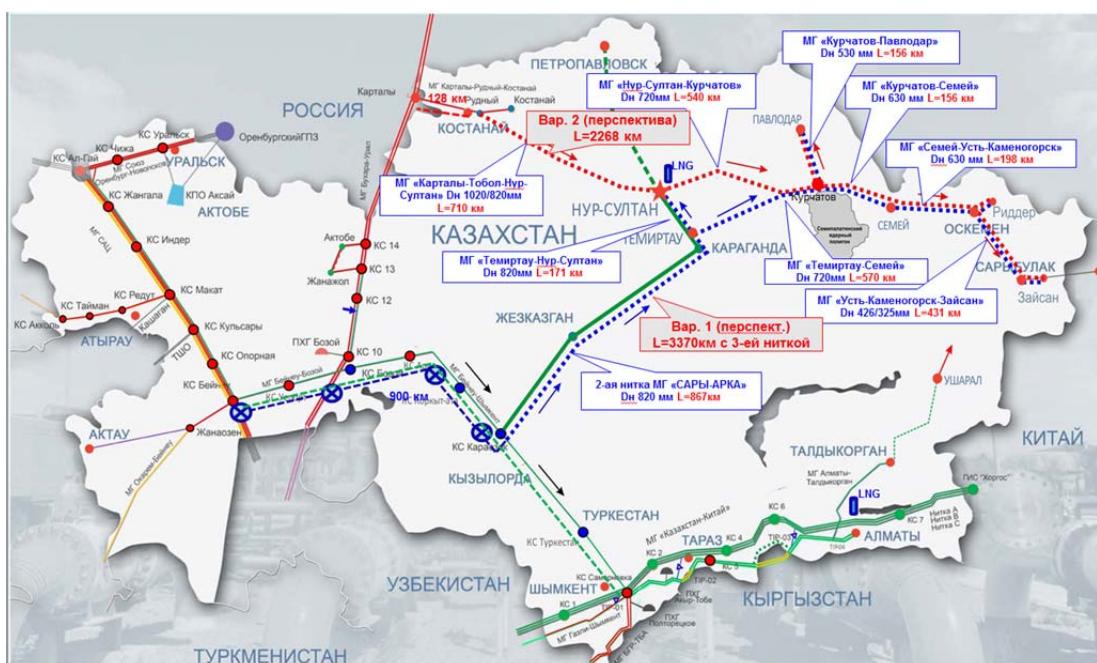


Во-первых, технические возможности транзита газа по МГ «Бухара-Урал», в случае заинтересованности продолжения транзита газа на экспорт в сложившихся объемах в условиях ограниченности транзитной мощности газопровода на участке КС-«Домбровская» и КС-«Оренбургская» при возможности увеличения экспорта за счет поставок дополнительных объемов карачаганакского газа, ОАО «ГАЗПРОМ» вполне может увеличить транспортировку газа по данному газопроводу в объемах покрывающих увеличение до 5,0 млрд. м<sup>3</sup>/год в перспективе против сложившегося уровня поставок газа в РК в данном регионе.

Во-вторых, политico-экономические возможности, учитывая подписание странами Таможенного Союза Соглашения «О правилах доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа по газотранспортным системам, включая основы ценообразования и тарифной политики» (г. Москва, 9 декабря 2010 г.), а также существующие и необходимые для реализации Проекта договора и соглашения, в том числе, по долгосрочным поставкам российского газа. Это Соглашение регулирует свободный доступ стан участников Союза к свободным мощностям газопроводов с применением справедливых тарифов для прямого транзита газа или использования схем взаимозамещения.

В целях расширения охвата газоснабжением населенных пунктов Костанайской, Акмолинской и Северо-Казахстанской областей, а в перспективе и Восточного региона и удовлетворения растущих объемов потребления газа рассматривается возможность строительства газопровода «Карталы-Зайсан» от МГ «Бухара – Урал» по ранее проработанному маршруту «Тобол – Атбасар - Астана» для закольцовки с МГ «САРЫ-АРКА» газовой системой Костанайской области, а также для подключения отвода на Восточный регион и покрытия зимних пиковых нагрузок по северным областям и городу Астана.

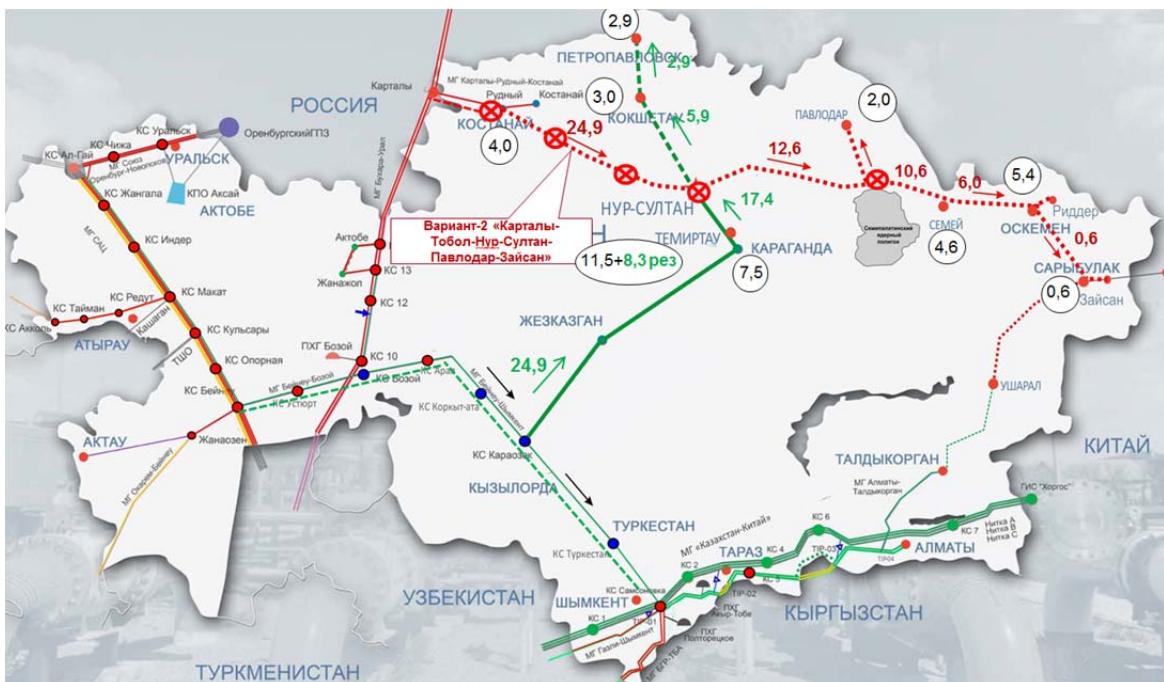
В рамках энергетической безопасности и создания единой системы транспортировки и обеспечения газом страны за счет собственных ресурсов в рамках Генеральной схемы газификации проработаны варианты газификации населенных пунктов Восточно-Казахстанской, Абайской и Павлодарской областей за счет поэтапного строительства в перспективе магистрального газопровода «Карталы (РФ) – Тобол (РК, Костанайская область) - Астана – Семей – Усть-Каменогорск» с подключением его к источнику газа от газотранспортной системы «Бухара-Урал» на территории РФ, обоснованный в сравнении с вариантом по маршруту «Бейнеу – Карагазек – Темиртау – Курчатов – Семей – Усть-Каменогорск» с отводами на Павлодар и Зайсан, по технико-экономическим показателям.



*Рисунок 4.2.2 - Схема проектных маршрутов МГ для газификации северо-восточного региона*

Из рассмотренных вариантов газификации Павлодарской, Абайской и Восточно-Казахстанской областей в качестве наиболее перспективного рассматривается Вариант-2 по маршруту «Карталы (РФ) – Тобол (РК, Костанайская область) - Астана – Семей – Усть-Каменогорск» с подключением его к источнику газа от газотранспортной системы «Бухара-Урал» на территории РФ, отличающийся следующими преимуществами:

- Меньшей общей протяженностью маршрута;
  - Получение резерва мощности газа для г. Астана
  - Дополнительная возможность газификации новых территорий Костанайской, Северо-Казахстанской и Акмолинской областей;
  - Подачей газ от двух направлений и источников;
  - Меньшими капитальными вложениями без учета строительства 3-ей нитки МГ ББШ до 150 млрд. т.
  - Исключением 3-ей нитки или 2-ой нитка МГ «ББШ» D<sub>н</sub>1420 мм до КС «Караозек» – около 0,9 трлн.тенге



*Рисунок 4.2.3 - Схема перспективных вариантов маршрута «Карталы-Зайсан» для газификации северо-восточного региона*

Расчетный объем потребления товарного газа по восточному региону на 1- этапе перспективного развития может составить порядка 1,8 млрд. м<sup>3</sup> в год, с газификацией до 215 населенных пунктов.

Выбор вариантов газификации северо-восточного региона будет определен по эффективности маршрутов подачи газа после переговоров с российской стороной и проработок технико-экономических обоснований с учетом социально-экономических и экологических аспектов региона. Поэтому при всей технической оправданности газификация указанного региона от газотранспортной системы Российской Федерации, важной составляющей выбора маршрута будет определение закупочной цены газа, механизм закупки и надежность поставок газа, стоимость

строительства и др.

Основой ресурсного обеспечения Региональной схемы газификации Костанайской области рассматривается сложившийся механизм взаимных поставок газа (схема взаимозамещения) с месторождения Караганак между РК и РФ. Объемы добываемого караганакского газа, подаваемого на переработку на Оренбургский ГПЗ, являются практически единственным источником для обеспечения поставок газа в Костанайскую область и северные регионы, по схеме взаимозамещения, а в перспективе, при принятии решения о строительстве Караганакского ГПЗ, как собственный казахстанский ресурс, обеспечивающий поставку газа с использованием сложившейся и проектируемой системы магистральных газопроводов.

По договору заключенному в 2007 году поставка караганакского газа в систему ОАО «ГАЗПРОМ» осуществлялась не только за счет поставок сырого газа через Оренбургское ГПЗ в рамках ратифицированного Соглашения РК и РФ о создании СП на базе Оренбургского ГПЗ с обязательным заключением долгосрочных (не менее чем на 15 лет) договоров, предусматривающих закупку и переработку караганакского газа в объеме не менее 15 млрд.м<sup>3</sup> в год, но и за счет поставок товарного газа с проектируемого Караганакского ГПЗ мощностью на 1-ом этапе 5 млрд.м<sup>3</sup> и доведением ее до 10 млрд.м<sup>3</sup>/год.

В 2015 г. – ТОО «КазРосГаз» и «Караганак Петролиум Оперейтинг Б.В» (КПО) сообщили, что между компаниями-партнерами по Караганакскому проекту и ТОО «КазРосГаз», являющимся совместным предприятием ОАО «Газпром» и АО НК «КазМунайГаз», была достигнута договоренность о продлении срока действия действующего договора о купле-продаже караганакского газа до января 2038 года.

Новая сделка предусматривает ежегодную поставку до 9 млрд кубометров сырого газа, добываемого на Караганакском месторождении, в течение 15 лет - с 2022 по 2038 годы. Продление данного договора является важным шагом в продолжающемся освоении Караганакского месторождения и означает дополнительную поставку 120-135 млрд кубометров газа на Оренбургский газоперерабатывающий завод до конца контрактного периода, что обеспечит дополнительную прибыль для компаний-партнеров по Караганакскому проекту и Республики Казахстан.

**Перспективы новых маршрутов поставок казахстанского газа на рынок Костанайской области.** Реализация региональной схемы газификации Костанайской области с прогнозом основных показателей до 2030 года рассматривается с учетом вариантов маршрутов поставок газа на рынок Костанайской области.

Первый маршрут – внешняя поставка газа с территории Российской Федерации, с месторождений СРТО (Северных регионов Тюменской области) по схеме взаимозамещения (обменных или SWAP операций) караганакским газом с месторождения Караганак Республики Казахстан.

Второй маршрут – внутренняя поставка газа из западных областей, с месторождения Караганак по территории Республики Казахстан.

Казахстанская сторона располагает на дальнюю перспективу дополнительными ресурсами газа за счет месторождений Западного Казахстана для поддержания сложившейся схемы взаимопоставок

газа через Оренбургский ГПЗ, КС «Александров Гай» от МГ «Средняя Азия - Центр» и КС «Домбаровское» от казахстанской части МГ «Бухара-Урал» для покрытия перспективной потребности северных областей РК.

#### **4.3. Схема расположения существующих и планируемых к строительству магистральных газопроводов региона**

Газоснабжение Костанайской области осуществляется от магистрального газопровода «Бухара-Урал» по магистральным газопроводам-отводам:

1.	Карталы – Рудный – Костанай	155,8 км
2.	Бреды – Житикара	64,0 км
3.	МГ Бухара-Урал - Босколь	6,54 км

При этом, основной объем поставок газа до 95-98% осуществляется через МГ «Карталы-Рудный-Костанай», точка врезки на 1731 км МГ «Бухара-Урал».

Для повышения уровня газоснабжения Костанайской области в перспективе предполагается реализация строительства магистральных газопроводов-отводов от МГ «Бухара-Урал» в Мендыкаринский, Карасуский, Сарыкольский и Узункольский районы.

**Таблица 4.3.1 - Распределительные газопроводы на территории Костанайской области**

Наименование	Ед. измерения	Общая протяженность газопроводов (км)	В том числе						
			На балансе КТГ Аймак (км)	Доверительное управление КТГ Аймак (км)	В эксплуатации ИЦА (км) (по договору)	Акиматовские газопроводы, не принятые в доверительное управление	Построены в рамках Генсхемы газификации РК (до 2030 года)		
							За счет средств Акиматов, частных компаний и др. (млн.тг)	За счет средств	
Протяженность распределительных газопроводов	км	2 847,92	2 146,49	216,734	103,25	221,562	138,777	103	15,92

Уровень газификации населения Костанайской области природным газом составляет 56,7%, остальное население пользуется сжиженным газом. Из 529 населенных пунктов газифицировано 75 или 14,2%.

Общая протяженность газопроводов на балансе филиала по Костанайской области на 01.06.2021 г. – 2 278,069 км, в том числе:

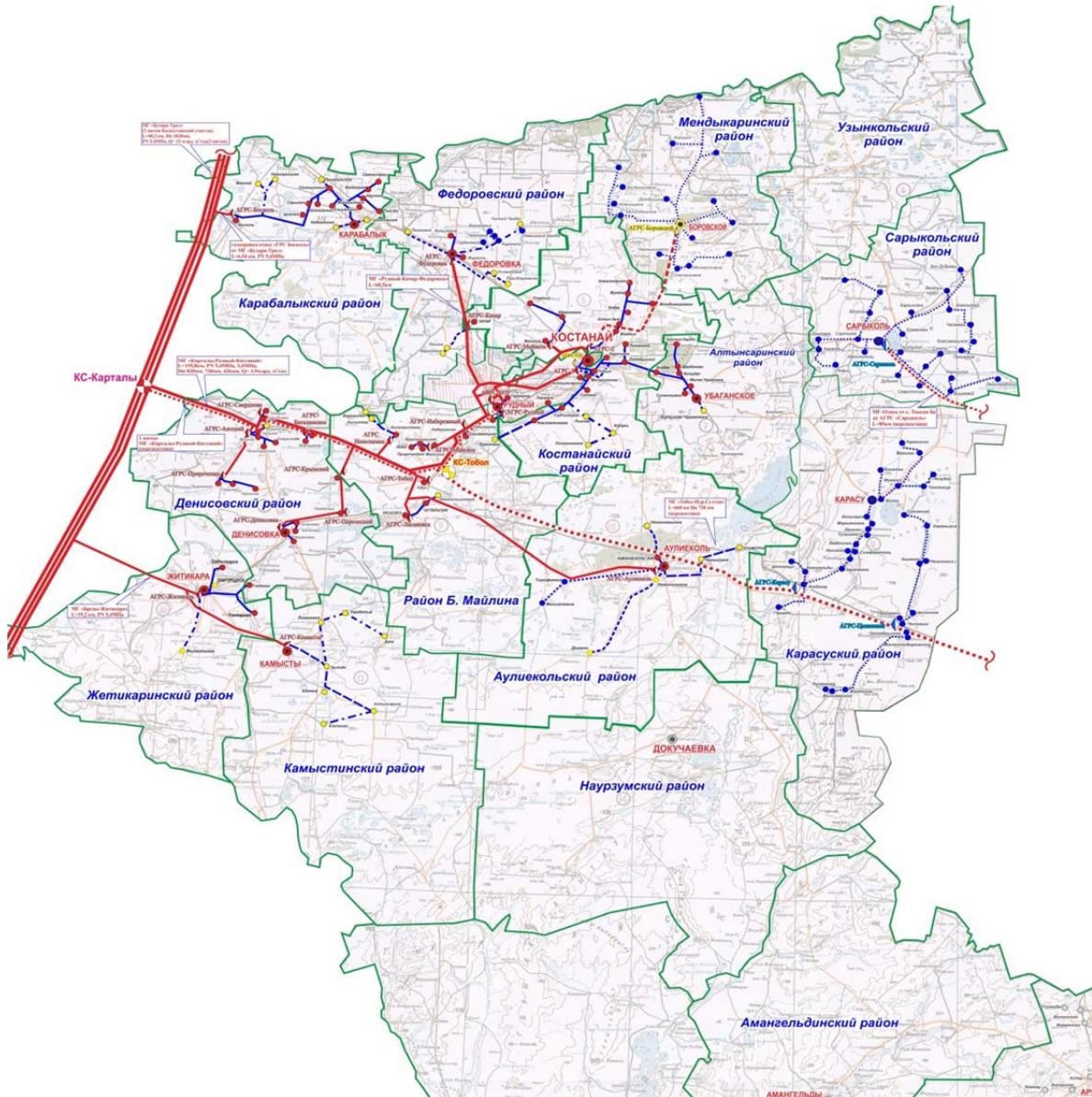
– распределительные газопроводы:

- г.Костанай (610,733 км)
- г.Рудный (225,948 км)
- г.Тобыл, Костанайский, Алтынсаринский и Аулиекольский районы (496,936 км)
- г.Лисаковск, Денисовский и Беймбета Майлина районы (428,793 км)

- г.Житикара, Житикаринский и Камыстынский районы (111,471 км)
- Карабалыкский и Федоровский районы (272,608 км)
- магистральный газопровод п.Тобол – с.Аулиеколь (131,58 км)

АГРС – 1 шт, ГРП / ПГБ – 174 шт, ШГРП – 199 шт, ГРП / ПГБ – 11 шт, ШГРП – 12 шт.

**Рисунок 4.3.1 - Существующая и перспективная схема газопроводов по Костанайской области**



## 5. ОБОСНОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ГАЗИФИКАЦИИ

### 5.1. Обзор реализуемых и перспективных проектов по развитию системы газоснабжения и газификации в регионе

#### 5.1.1. Анализ и оценка существующих проектов строительства газопроводов регионального значения

Инвестиционный проект по газификации инициирован в 2016 году в соответствии с заключенным 17 ноября 2015 года трехсторонним меморандумом о взаимном сотрудничестве между акиматом Костанайской области, АО НК «КазМунайГаз» и АО «QazaqGaz». Общая стоимость инвестиций 13,4 млрд. тенге. В рамках Проекта построено 624 км новых газопроводов, установлена 1 автоматическая газораспределительная станция, 25 блочных газорегуляторных пунктов, 4 газораспределительных шкафных пункта. Газифицировано 9 населенных пунктов (п. Качар города Рудного, п. Октябрьский г. Лисаковска, села Тогузак и Ворошиловка Карабалыкского района, села Антоновка, Алчановка Денисовского района, села Аулиеколь и Аманкарагай Аулиекольского района, с.Федоровка Федоровского района). Количество подключенных абонентов в газифицированных населенных пунктах по итогам 2019 года составило 1,8 тыс. абонентов, в том числе 1511 частных домов, 313 квартир в крупных панельных домах.

В 2020 году введены в эксплуатацию газораспределительные сети сел Коскудук Алтынсаринского района, Федоровка Федоровского района, построен подводящий газопровод к селам Шеминовка и Озерное Костанайского района. Завершены строительно-монтажные работы по газификации села Аулиеколь Аулиекольского района.

Помимо этого, осуществляется газификация сел Алтынсарино Камыстынского района, Шеминовка и Озерное Костанайского и Копыченка Федоровского районов, а также продолжится строительство подводящих газопроводов Камысты-Алтынсарино Алтынсаринского района, с.Аулиеколь –Кушмурун с подключением с.Черниговка Аулиекольского района

Также будут построены газораспределительные сети в мкр 5а города Житикары. Начато строительство инженерных коммуникаций к микрорайонам «Байтерек» и «Астана» Костанайского района. По проекту «Строительство внеплощадочных инженерных коммуникаций к микрорайонам «Байтерек», «Астана» и «Нұр Әлем» Костанайского района» ведутся работы. Общая сметная стоимость 3,9 млрд тг. Проект реализуется за счет средств республиканского и областного бюджета.

Для стабилизации давления газа в газораспределительной системе области предусматривается установка автоматизированной газораспределительной станции (АГРС) производительностью 150 тыс.куб/час. Благодаря высокой производительности АГРС-150, появится возможность подключения потребителей жилого массива Кунай г. Костаная, микрорайонов «Байтерек», «Астана» и «Нұр Әлем» Костанайского района, развить сети газоснабжения Алтынсаринского и Костанайского районов. На ГРС-3 освободятся добавочные объемы в размере 30 тыс. куб. м/час за счет того, что подача газа в Костанайский и Алтынсаринский районы будет осуществляться от новой АГРС. Это позволит подключить к сетям газоснабжения дополнительно 25 тыс. жителей области.

Предполагается к концу 2022 года АГРС ввести в эксплуатацию. Благодаря этому будет снят вопрос по

нехватке мощностей для газификации новых объектов в Костанае и близлежащих населенных пунктах. Сегодня все действующие АГРС г.Костанай перегружены.

Проект строительства новой АГРС разработал акимат Костанайского района. Станция будет построена в районе ж.м. Дружба г.Костанай. Ее мощность 150 тысяч кубов в час, что позволит обеспечить голубым топливом планируемые к строительству микрорайоны «Байтерек», «Астана», «Нұр Әлем», а также уже застраиваемый мкр. «Кунай».

Оставшиеся резервные объемы газа планируют направить на газификацию близлежащих к городу Костанай районов Костанайский и Алтынсаринский.

Реализация этих мер позволяют расширить сеть потребителей природного газа, повысить уровень жизни населения, создать возможности для развития малого и среднего бизнеса.

Пропускная способность МГ «Карталы-Рудный» ограничена допустимым разрешенным давлением 3,45 МПа. (Проектное 5,4 МПа). По данной причине при полной нагрузке всех ГРС может быть недостаточно аккумулирующей способности газопровода для проведения ремонтных работ на участках 89-104 км, 104-129 км, 129-154 км и т.д. без ограничения потребителей, т.к. газопровод выполнен в однониточном исполнении и газоснабжение приходится осуществлять из «запаса» после отключенного участка.

Для повышения эффективности использования существующего газопровода МГ «Карталы-Рудный», необходимо закончить комплекс мероприятий по повышению разрешенного рабочего давления до уровня проектного. В результате чего появится возможность расширения сети газоснабжения для реализации государственных инвестиционных проектов с использованием природного газа.

Для этого потребуется выводить из работы в ремонт или для испытаний поэтапно все участки МГ «Карталы-Рудный». Выполнить эту задачу без отключения потребителей невозможно. Для бесперебойного газоснабжения потребителей на этапах ремонтных работ, необходимо строительство второй нитки МГ «Карталы-Рудный».

**Объекты инвестиционной программы КсПФ АО «КазТрансГазАймак» на 2021-2025г.**

1. «Строительство газораспределительных сетей микрорайона Восточный части города Житикара по левому и правому берегу реки Шортанды Костанайской области»:

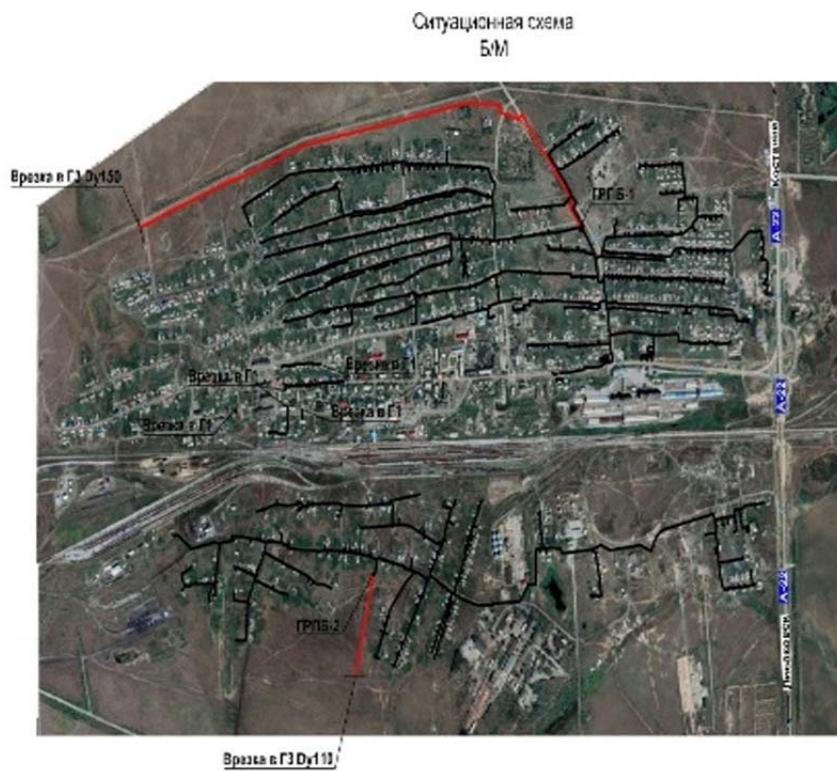


Технико-экономические показатели проекта:

- потребляемый расход газа - 5765 м3/час;
- общая длина газопровода - 52325,5 м;
- ГРПШ-0,25-1-3/0,03-У1 - 1 шт.;
- ГРПБ – 3,5-2-6/0,03/0,06-У1 - 1 шт.;
- ГРПБ – 3-1-6/0,03-У1 - 2 шт.;

При газификации Восточной части города Житикара по левому и правому берегу реки Шортанды, доступ к системе газоснабжения получат более 4000 жителей (1069 абонентов), а также 26 объектов соцкультбыта и промышленных потребителей

2. «Строительство газораспределительных сетей п. Тобол район Беймбета Майлина (бывший Тарановский район) Костанайской области»:



Технико-экономические показатели проекта:

- потребляемый расход газа - 7578 м<sup>3</sup>/час;
- общая длина газопровода - 49001 м;
- ГРПБ - 15-13-4НВ-У1 - 1 шт.;
- ГРПБ – 13-04-4НВ-У1 - 1 шт.;
- продолжительность строительства – 12,0 месяцев.

При газификации ул. Путейская, ул. Элеваторная, ул. Вокзальная и ул. Станционная, доступ к системе газоснабжения получат более 4500 жителей (1506 абонентов), а также 68 объектов соцкультбыта и промышленных потребителей.

3. «Газоснабжение села Большая Чураковка Алтынсаринского района Костанайской области»:



Технико-экономические показатели проекта:

- потребляемый расход газа - 2923,14 м<sup>3</sup>/час;
- общая длина газопровода - 26493 м;
- ГРПБ - 13-4У1 - 1 шт.;
- продолжительность строительства – 8,0 месяцев.

При газификации села, доступ к системе газоснабжения получат более 1700 жителей (590 абонентов), а также 16 объектов соцкультбыта и промышленных потребителей.

#### **5.1.2. Выработка предложений по развитию газификации региона и строительству новых магистральных и распределительных газопроводов на период до 2030 года**

В рамках Региональной схемы газификации Костанайской области развитие газификации предусматривается от существующих магистральных и распределительных газопроводов Костанайской области (таблица 5.1.2)

**Таблица 5.1.2. - Перечень перспективных Проектов газификации Костанайской области**

№	Стадия проектирования и наименование проектов	Расчетный диаметр (макс) подводящего ГВД	Протяженность газопроводов всего, км		Окончание строительства	Источник финансирования
			подводящих ГВД	внутри поселковых (городских)		
<b>Алтынсаринский район</b>						
1	Строительство газораспределительных сетей в с.Большая Чураковка Алтынсаринского района	159	4,371	22,122	2022 г.	Средства КТГА
<b>Аулиекольский район</b>						
2	Строительство подводящего газопровода от АГРС с.Аулиеколь до п. Кушмурун с подключением села	325	46,3		2023 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП

	Черниговка Аулиекольского района Костанайской области					
3	Строительство газораспределительных сетей в селе Кушмурун Аулиекольского района Костанайской области			90,0	2023 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
4	Строительство газораспределительных сетей в селе Черниговка Аулиекольского района Костанайской области			9,0	2024 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
5	Строительство подводящего газопровода от АГРС с.Аулиеколь до с. Диевка с подключением с. Новоселовка Аулиекольского района Костанайской области	89	52,0		2024 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
6	Строительство газораспределительных сетей в с. Диевка Аулиекольского района Костанайской области			19,6	2025 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
7	Строительство газораспределительных сетей в с. Новоселовка Аулиекольского района Костанайской области			7,2	2026 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
8	Строительство подводящего газопровода к селу Новонежинка Аулиекольского района Костанайской области		15,1		2025 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
9	Строительство газораспределительных сетей в с. Новонежинка Аулиекольского района Костанайской области			29,3	2026 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
10	Строительство подводящего газопровода от АГРС с.Аулиеколь до с. Москалёвка с подключением села Тимофеевка Аулиекольского района Костанайской области		53,0		2030 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
11	Строительство газораспределительных сетей в с. Москалёвка Аулиекольского района Костанайской области			12,5	2030 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
12	Строительство газораспределительных сетей в с. Тимофеевка Аулиекольского района Костанайской области			25,5	2030 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
<b>Денисовский район</b>						
13	Строительство газораспределительных сетей села Зааятское Денисовского района	108		14,5	2022 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
<b>Житикаринский район</b>						
14	Строительство подводящего газопровода Житикара-Милютинка Житикаринского района Костанайской области		37,0		2028 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
15	Строительство газораспределительных сетей в с. Милютинка Житикаринского района Костанайской области			14,7	2028 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП

16	Строительство газораспределительных сетей в с. Пригородное Житикаринского района Костанайской области		2,0	35,0	2025 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
17	Строительство газораспределительных сетей микрорайона восточной части города Житикара по левому и правому берегу реки Шортанды	500, 219	4,581	47,744	2021 г.	Средства КТГА
18	Строительство газораспределительных сетей 5а микрорайона, в границах улиц Пушкина-Жибек жолы г. Житикара Костанайской области			7,202	2021 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
<b>Камыстынский район</b>						
19	Строительство газопровода высокого давления Камысты-Алтынсарино Камыстынского района с подключением сел Адаевка и Бестобе Костанайской области	159	60,5		2022 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
20	Строительство газораспределительных сетей села Алтынсарино Камыстынского района Костанайской области	273		15,769	2021 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
21	Строительство подводящего газопровода высокого давления с. Камысты-с. Ливановка-с. Карабатыр Камыстынского района Костанайской области		33,0		2026 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
22	Строительство газопровода для газификации села Арка Камыстынского района Костанайской области			45,0	2026 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
23	Строительство газораспределительных сетей в с. Ливановка Камыстынского района Костанайской области			11,5	2028 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
24	Строительство газораспределительных сетей в с. Карабатыр Камыстынского района Костанайской области			10,3	2027 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
25	Строительство подводящего газопровода Алтынсарино-Клочкива Камыстынского района Костанайской области		17,2		2029 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
26	Строительство газораспределительных сетей в с. Клочкива Камыстынского района Костанайской области			10,1	2029 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
27	Строительство газораспределительных сетей в с. Адаевка Камыстынского района Костанайской области			17,5	2023 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
28	Строительство газораспределительных сетей в с. Бестобе Камыстынского района Костанайской области			22,0	2023 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
<b>Карабалыкский район</b>						

29	Строительство подводящего газопровода от АГРС с. Босколь до с. Новотроицкое с подключением села Магнай Карабалыкского района Костанайской области		33,3		2026 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
30	Строительство газораспределительных сетей в с. Новотроицкое и в с.Магнай Карабалыкского района Костанайской области			33,0	2028 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
31	Строительство газораспределительных сетей с. Гурьяновское Карабалыкского района Костанайской области			6,0	2023 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
32	Строительство газораспределительных сетей с. Приуральское Карабалыкского района Костанайской области			11,0	2024 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
33	Строительство газораспределительных сетей в с. Надеждинка Карабалыкского района Костанаской области			22,0	2023 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
<b>Костанайский район</b>						
34	Газоснабжение не газифицированной части с. Владимировка Костанайского района Костанайской области			27,5	2023 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
35	Газификация сел Рыспай, Половниковка, Айсары Костанайского района Костанайской области			25,7	2027 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
36	Строительство газораспределительных сетей в с. Майколь Костанайского района			4,0	2024 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
37	Строительство газораспределительных сетей в с. Озерное Костанайского района	200, 50		32,0	2021 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
38	Строительство газораспределительных сетей в с. Шеминовка Костанайского района	200, 50		9,0	2021 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
39	Строительство внеплощадочных инженерных коммуникаций к микрорайонам "Байтерек", "Астана" и Нұр Әлем" Костанайского района. Газоснабжение (Точка подключения магистральный газопровод Карталы-Рудный-Костанай)		18,0		2022 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
<b>Мендыкаринский район</b>						
40	Строительство магистрального газопровода Костанай-Боровское Мендыкарнского района Костанайской области		94,2		2026 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
41	Газификация села Боровское Мендыкарнского района Костанаской области			96,3	2026 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
<b>Район Беймбета Майлина</b>						

42	Строительство газораспределительных сетей в п. Тобол района Беймбета Майлина (бывш.Тарановского района)	159, 110		49,0	2022 г.	Средства КТГА
43	Строительство газораспределительных сетей с. Новоильиновка района Беймбета Майлина			27,5	2023 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
44	Строительство газораспределительных сетей с. Береговое района Беймбета Майлина Костанайской области			34,0	2022 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
45	Строительство газораспределительных сетей в с.Кызыл-Жар района Беймбета Майлина (бывш.Тарановского района)			5,43	2023 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
46	Строительство газопровода низкого давления в селе Айет района Беймбета Майлина Костанайской области			5,8	2022 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
47	Строительство газораспределительных сетей села Варваринка района Беймбета Майлина (бывш.Тарановского района)			7,4	2023 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП

**Федоровский район**

48	Строительство подводящего газопровода высокого давления ГРС с.Федоровка – с. Пешковка Федоровского района Костанайской области		32,749		2023 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
49	Строительство газораспределительных сетей в Пешковка Федоровского района Костанайской области			53,012	2024 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
50	Строительство подводящего газопровода высокого давления и газораспределительных сетей села Лесное, села Березовка Федоровского района Костанайской области		35,0		2022 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
51	Строительство подводящего газопровода Федоровка-Успеновка-Придорожное		34,0		2027 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
52	Строительство газораспределительных сетей в. Успеновка Федоровского района Костанайской области			8,5	2028 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
53	Строительство газораспределительных сетей в с. Придорожнное Федоровского района Костанайской области			15	2027 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
54	Строительство подводящего газопровода Федоровка-Чистый Чандак ( с. Цабелевка, с. Банновка, с. Чеховка, с. Каракопа, с. Камышный Чандак)		49,0		2029 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
55	Строительство газораспределительных сетей в с. Чистый Чандак Федоровского района			10,0	2030 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП

	Костанайской области					
56	Строительство газораспределительных сетей в селе Копыченка Федоровского района Костанайской области			5,599	2021 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП
<b>Карталы - Рудный</b>						
57	Строительство 2 нитки МГ Карталы-Рудный с 19,2 км по 174 км Ду 820	820			2030 г.	Республиканский и областной бюджеты, ГЧП

Южные районы Костанайской области при реализации проекта газификации остаются негазифицированными из-за значительной удаленности от существующих магистральных газопроводов

### **5.1.3. Расчёт перспективной потребности товарного газа на новых территориях региона и обоснование трасс газопроводов**

#### **Расчетная потребность в газе**

Расчет потребности населенных пунктов в природном газе на перспективу выполнен на основе материалов, собранных и представленных Акиматами районов и эксплуатирующих организаций (Приложение «Расчет прогнозного потребления природного и сжиженного газа»). Для расчета была использована методика с учетом следующих нормативных документов:

- СН РК 4.03-01-2011 «Газораспределительные системы»;
- МСП 4.03-103-2005 «Проектирование, Строительство и Реконструкция газопроводов с применением полиэтиленовых труб»;
- МСН 4.02-02-2004 «Тепловые сети»;
- СП РК 3.01-101-2013 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских населенных пунктов»;
- СН РК 2.04-21-2004 «Энергопотребление и теплозащита гражданских зданий»;
- Рекомендации по нормативам потребления топлива в индивидуальных жилых домах, утв. Приказом Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 29.12.2010 г. № 606, введенные 2011.05.01
- СП РК 2.04-01-2017\* «Строительная климатология»;
- СН РК 3.02-01-2018 «Здания жилые многоквартирные»;
- СП РК 3.02-101-2012 «Здания жилые многоквартирные»;
- МСП 2.04-101-2001 Проектирование тепловой защиты зданий;
- СН РК 4.02-01-2011 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;
- СП РК 4.02-101-2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;
- МСТ ГОСТ 30494-2011 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях;
- Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 26 октября 2018 года №ҚР ДСМ-

- 29 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к административным и жилым зданиям»;
- «Методика разработки норм и нормативов расхода топлива, электроэнергии и воды, а также водоотведения на предприятиях теплоэнергетики (до 100 Гкал/час)» утв. Приказом Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 10 февраля 2012года №4;
  - Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий. ГУП Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова, издание 4-ое, Москва 2002;
  - Правила расчета и утверждения норм потребления товарного и сжиженного нефтяного газа, утв. Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 сентября 2018 года № 377;
  - СН РК 3.02-02-2018 «Проектирование одноквартирных жилых домов и их инженерных систем»;

По каждому населенному пункту области определены перспективные (на ближайший десятилетний период) объемы газопотребления в соответствии с разработанными предложениями по вовлечению природного газа в топливно-энергетический баланс области. Проведены расчеты объемов часового и годового потребления газа, учитывающие основные особенности сезонного газопотребления и прогноз спроса на другие виды энергоресурсов по годам развития газификации: «До 2025 года» и «До 2030 года».

### **Источники газоснабжения**

В перспективе, по плану газификации Костанайской области предусматривается строительство новых источников газоснабжения:

- АГРС-150 «Костанай» в Костанайском районе;
- АГРС «Майколь» в Костанайском районе;
- АГРС «Боровский» в Мендыкаринском районе

**Расчеты прогнозного потребления газа.** Показатели охвата газоснабжением по этапам развития проекта приведены в таблице 5.1.3.1.

- на индивидуально-бытовые и коммунальные нужды, исходя из количества газоснабжаемых квартир и укрупненных норм расхода газа на эти нужды;
- на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, исходя из количества газоснабжаемых квартир и укрупненного расчета объемов газа на нужды отопления и вентиляции;
- на замену на модульные газовые котельные мелких угольных котельных с низким КПД использования угля;
- для перевода на газ отопительных котельных, котельных коммунально-бытовых и промышленных предприятий, работающих на мазуте;
- на использование природного газа при модернизации ряда котельных и ТЭС в связи с высокой величиной удельного расхода топлива на выработку электрической и тепловой энергии или дефицитом электроэнергии на прилегающей территории;

- на использование газа в качестве технологического сырья на отдельных промышленных предприятиях.

Газоснабжение сжиженным газом в районах коттеджной усадебной застройки намечается осуществлять от газобаллонных установок.

В результате проведенного анализа численности населения, структуры жилого фонда по каждому населенному пункту, мощности существующих коммунально-бытовых, сельскохозяйственных и промышленных потребителей, социальной значимости, в районе были выделены населенные пункты, подлежащие газификации природным и сжиженным газом (представлены в Приложении Прогнозные объемы потребления природного газа в разрезе районов Костанайской области).

При этом основные показатели по Костанайской области на расчетный срок достигнут следующих значений: Реализация Программы предусматривает разработку и реализацию основных организационно-технических мероприятий до 2025 года, а также с учетом перспективы возможной газификации до 2030 года до полного развития.

При полном развитии региона потребление природного газа составит 1040 млн. м<sup>3</sup>/год прогнозное потребление по Костанайской области представлено в таблице 5.1.3.1 с учетом существующих потребностей 2021 года.

**Таблица 5.1.3.1 - Объем потребления по Костанайской области при полном развитии региона**

Наименование регионов и областей	Всего н/п	Колич. газифиц. н/п природным газом	% охвата газификацией природным газом населенных пунктов	ИТОГ О:	Потребление газа, млн.м <sup>3</sup>				
					Текущее по существующим потребителям	в том числе:			
						Население	ТЭК и котельные	Коммунально-бытовые и социальные объекты	Промышленные потребители
2021 г.	527	78	15%	994	994	197,6	287,4	17,2	491,4
2022 г.	526	83	16%	993	993	199	286	17	490
2023 г.	526	88	17%	992	992	200	285	18	488
2024 г.	526	92	18%	991	991	202	284	18	487
2025 г.	510	97	19%	990	990	203	283	18	486
2026 г.	526	101	19%	1000	1000	206	286	18	490
2027 г.	526	105	20%	1010	1010	208	288	19	495
2028 г.	526	109	21%	1020	1020	211	290	19	500
2029 г.	526	113	21%	1030	1030	214	292	19	505
2030 г.	527	117	22%	1040	1040	216	294	19	510

#### 5.1.4. Гидравлический расчет межпоселковых газопроводов

Гидравлический расчет выполнен в соответствии с СН РК 4.03-01-2011\* и СП РК 4.03-101-2013\* «Газораспределительные системы»

Схема газификации района характеризуется гидравлическими цепями следующих типов:

- тупиковая цепь, в которой узлами являются сосредоточенные потребители, промежуточные узлы (узлы сочленения газопроводов) и источники газа;
- с переменными параметрами, когда часть технических и гидравлических параметров элемента цепи определяется («регулируется») потокораспределением (к таким элементам, например, относятся регуляторы давления газа).

Математическое моделирование таких систем приводит к системам уравнений специальной структуры, решение которых достигается применением методов численного анализа. Наиболее распространенные методы решения:

- метод контурных расходов;
- метод узловых потенциалов.

Диаметры проектируемых межпоселковых газопроводов определены гидравлическим расчетом из условия обеспечения газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа при допустимых перепадах давления.

Расчет выполняется с использованием специализированного программного обеспечения и включает в себя:

- определение пропускной способности и гидравлический расчет системы проектируемых межпоселковых газопроводов;
- расчет протяженности и диаметров проектируемых газопроводов;
- гидравлический расчет и оптимизация параметров проектируемых газопроводов.

Для укрупненных расчетов стоимости строительства внутрипоселковых сетей среднего и низкого давления проводится их предварительная трассировка с определением укрупненных показателей на индивидуальное домостроение.

В виду масштабности реализации проекта, предполагается определение временных периодов строительства системы газоснабжения районов (до 2025 года, до 2030 года), вследствие чего временные периоды могут быть рассмотрены в порядке очередности реализации (Приложение Технические параметры газификации в разрезе районов Костанайской области)

#### **5.1.5. Предполагаемые технические решения по линейной части и оборудованию межпоселковых и внутрипоселковых газопроводов**

Перспективная схема газификации района определена с учетом максимального охвата газоснабжением населенных пунктов на основе оптимального выбора трасс межпоселковых газопроводов. Схема газификации выполнена с учетом:

- удаленности объектов газоснабжения от источников сетевого газа;
- численности населения, проживающего в населенных пунктах;
- наличия инфраструктуры, подлежащей газификации.

Выбор трасс перспективных газопроводов производился преимущественно вдоль существующих автодорог, с минимальным пересечением существующих преград (водотоков, железных и автомобильных дорог и т. д.).

В качестве АГРС предусматривается применение газораспределительных станций блочно-модульных

автоматизированных, которые предназначены для поставки газа населенных пунктов, промышленных объектов и отдельных потребителей от магистральных газопроводов и отводов с давлением до РН 9,81 МПа.

АГРС имеют несколько модификаций по пропускной способности: -1,-3,-5,-10,-20,-30,-50,-80,-120,-150, -200 и -400 тыс.  $\text{нм}^3/\text{ч}$ , из которых подбирают конкретную станцию в зависимости от расчетного расхода и давления газа.

АГРС предусматриваются с размещением технологического оборудования в блок-контейнерах полного заводского изготовления и открыто на рамках.

Количество выходов в нормальном исполнении – один, но по заказу может быть больше, что позволяет газифицировать расположенных вблизи потребителей без установки отдельного ГРП.

### ***Межпоселковые газовые сети высокого давления***

Межпоселковые газовые сети высокого давления 0,6 и 1,2 МПа служат для подачи газа от АГРС до головных газорегуляторных пунктов (ГГРП), сетевых пунктов редуцирования газа ГРП (ГРПШ) населенных пунктов. Они имеют, преимущественно, разветвленную схему и прокладываются вдоль дорог подземно на глубине не менее 1,0 м до верха трубы. Предпочтение должно отдаваться полиэтиленовым трубам, которые имеют ряд преимуществ по сравнению со стальными: небольшое гидравлическое сопротивление, легкий вес, легко поддается механической обработке, не подвержены коррозии (не требуется устройства ЭХЗ), имеют достаточную прочность, позволяют устраивать подземные переходы через препятствия методом горизонтального бурения и др. Способы и методы преодоления в каждом отдельном случае выбираются в зависимости от местных условий на последующих стадиях проектирования.

### ***Внутрипоселковые (внутриквартальные) газовые сети***

Внутрипоселковые газовые сети представлены в зависимости от мощности потребителей и категории населенного пункта: высокого давления 2-категории, среднего и низкого давления газа.

Для районных центров и крупных сельских населенных пунктов предполагается использовать двухступенчатую систему газоснабжения: 1-я ступень – газопроводы высокого давления для подачи газа крупным потребителям и в сетевые регулирующим устройствам (ГРП, ГРПШ) и 2-я ступень – распределительные газопроводы среднего давления для подачи газа бытовым потребителям и групповые (ГРПШ) или индивидуальные (ШП). Для мелких населенных пунктов предполагается использовать сети газоснабжения среднего и низкого давления, которые будут обеспечивать подачу газа для населения и отдельных бытовых потребителей.

В проектах газификации предполагается в случаях прокладки подземных газопроводов использовать полиэтиленовые трубы, при надземных газопроводах – стальные, преимущественно должна выполняться подземная прокладка газопроводов.

### ***Пункты редуцирования газа***

Пункты редуцирования газа предназначены для снижения и поддержания давления газа на заданном уровне. Могут устанавливаться на границе между межпоселковыми и внутрипоселковыми газопроводами (часто как ГГРП), а также между ступенями давлений в населенном пункте как сетевые

пункты.

ГГРП принимает газ из газопроводов высокого давления, снижает давление газа до среднего и поддерживает его на заданном уровне. В ГГРП, как правило, установлены несколько ниток регулирования. По одной нитке газ среднего давления может подаваться крупным коммунально-бытовым и промышленным потребителям и в сетевые пункты редуцирования газа (ГРП) или ГРПШ.

Количество пунктов редуцирования газа определено из расчета относительно малых расходов (до 300 м<sup>3</sup>/ч) на один пункт для удобства регулирования давления газа для небольшого количества потребителей с общим режимом потребления газа. В данном случае увеличится протяженность сети среднего давления с меньшим диаметром по сравнению с сетями низкого давления, что приведет к уменьшению материоемкости системы газоснабжения.

Детальная трассировка и протяженность межпоселковых газопроводов определяется на стадии рабочего проектирования. Разработанная и согласованная схема газификации района является основой для дальнейших работ по определению материально-технических ресурсов, потребности в капитальных вложениях, и обоснованию инвестиций в строительство объектов газификации.

Развитие газификации регионов республики предполагает масштабное строительство новых мощностей, что обуславливает создание новой газовой инфраструктуры и диверсификации потоков газа.

Региональными схемами газификации РК разработана и использована методика расчета усредненных норм потребления газа, а также укрупненной стоимости строительства объектов газификации и определения технических параметров.

При технических расчетах протяженности газопроводов приняты усредненные значения по основным показателям строительства внутрипоселковых (внутригородских) газопроводов:

- Средняя протяженность внутрипоселковых газопроводов на одного абонента (малоэтажного строения) – 30 метров;
- Средняя протяженность внутриквартальных газопроводов на один многоэтажный дом принимается из расчета – 150 метров;

По объектам газоснабжения, предполагается установка газотехнического оборудования по следующим техническим параметрам:

**Таблица 5.1.5.1 – Перечень и технические параметры планируемых к строительству объектов газоснабжения\***

№	Объекты//Параметры строительства
1	Автоматическая газораспределительная станция (АГРС) с производительностью (тыс.м <sup>3</sup> /час)
1.1	АГРС на 50 тыс.м <sup>3</sup> /час
1.2	АГРС на 30 тыс.м <sup>3</sup> /час
1.3	АГРС на 10 тыс.м <sup>3</sup> /час
1.4	АГРС на 3 тыс.м <sup>3</sup> /час
2	Газорегуляторные пункты (ГРП) в т.ч. головные газорегуляторные пункты (ГГРП) на производительность (тыс.м <sup>3</sup> /час)
2.1	ГРП на 10 тыс.м <sup>3</sup> /час

№	Объекты//Параметры строительства
2.2	ГРП на 5 тыс.м <sup>3</sup> /час
2.3	ГРП на 1 тыс.м <sup>3</sup> /час
3	Групповые шкафные регулирующие пункты (ШРП с производительностью до 300 м <sup>3</sup> /час)

При технических расчетах объектов газоснабжения приняты усредненные значения, по количеству ГРПШ с производительностью 300 м<sup>3</sup>/час.

Расчетные технические данные по объектам газификации требует уточнения в процессе корректировки региональных схем газификации, а также должны корректироваться в соответствии с реализацией программ развития территорий в части каждой отдельной области, предполагаемой к газификации.

Трасса межпоселковых газопроводов представлена на карте «Региональная схема газификации Костанайской области». Разработка схемы газификации региона является основой для дальнейших работ по определению материально-технических ресурсов, потребности в капитальных вложениях и обоснованию инвестиций в строительство объектов газификации.

Детальная трассировка и протяженность межпоселковых газопроводов определяется на стадии рабочего проектирования, в соответствии с настоящей схемой. Разработанная и согласованная схема газификации района является основой для дальнейших работ по определению материально-технических ресурсов, потребности в капитальных вложениях и обоснованию инвестиций в строительство объектов газификации.

В таблице 5.1.5.2 и Приложении 2 представлены основные технические решения строительства объектов газификации в разрезе районов Костанайской области.

**Таблица 5.1.5.2 - Основные технические решения строительства объектов газификации по Костанайской области**

Этапы строительства	Колич. газифицируемых н/п	Газопровод-отвод на АГРС	АГРС	Межпоселковые газопроводы высокого давления	Головные ГРП	Внутрипоселковые и внутригородские распределительные газопроводы	Индивидуальные ШП	Групповые ШРП (ГРПШ)
2025 г.	23	94,20	3	348,00	28	584,80		97
2030 г.	16	0,00		183,50	17	319,20		53
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>39</b>	<b>94,20</b>	<b>3</b>	<b>531,50</b>	<b>45</b>	<b>904,00</b>		<b>150</b>

\*расчеты протяженности газопроводов просчитаны, укрупнено детальная протяженность газопроводов будет прорабатываться на стадии проектирования

## 5.2. Программа поэтапного строительства объектов системы газоснабжения и газификации региона

### 5.2.1 Потребность в материально-технических ресурсах

Обеспечение строительства конструкциями, изделиями и материалами осуществляется по железной

дороге и автомобильным транспортом с предприятий стройиндустрии и промстройматериалов из различных областей Республики Казахстан и стран СНГ и стран дальнего зарубежья.

Поставка основного оборудования, строительных конструкций и материалов, а также условия транспортировки, хранения и монтажа основного оборудования, обеспечение бытовыми, временными производственными зданиями и сооружениями осуществляется подрядными и субподрядными организациями.

Строительно-монтажные организации, как правило, должны иметь собственные производственные базы с соответствующим набором зданий и сооружений, специальной техники и оборудования, позволяющим обеспечить выполнение проектных объемов строительно-монтажных работ в нормативные сроки.

Непосредственно на площадках строительства и на трассе газопровода подрядными организациями должны быть установлены временные передвижные вагончики для бытового обеспечения рабочих, размещения линейных ИТР, хранения инструмента и т.д.

Диаметр распределительных газопроводов в населенных пунктах обосновывается расчетом и принимается в соответствии с разрешенным и рекомендуемым сортаментом.

Прокладка распределительных газопроводов в населенных пунктах преимущественно подземная. Надземная прокладка допускается только при соответствующем обосновании, не противоречащем требованиям СП РК 3.01-101-2013, СН РК 4.03-01-2011 и Техническим регламентом «Требования по безопасности объектов систем газоснабжения», утв. Приказом Министра внутренних дел Республики Казахстан от 9 октября 2017 года № 673.

Схема газификации региона послужит основой для дальнейших работ по определению материально-технических ресурсов, потребности в капитальных вложениях и обоснованию инвестиций в строительство объектов газификации.

### ***Материалы, применяемые в конструкциях***

Для строительства газораспределительных сетей и сооружений применяются следующие материалы: полиэтиленовые трубы, соединительные детали (отводы, тройники, переходы, заглушки, переходы полиэтилен-сталь), отключающие устройства (задвижки, полиэтиленовые и стальные шаровые краны). Металл для металлоконструкций принимается в соответствии с требованиями СП РК ЕН 1993 «Проектирование стальных конструкций» и СТ РК ЕН 1090-2-2011 «Изготовление стальных и алюминиевых конструкций» части 1÷3 и сортаментом металлопроката. Предусматривается широкое использование эффективных профилей металлопроката и высокоэффективных марок сталей. Для армирования железобетонных конструкций применяется арматура класса А-I, А-III. Бетон для монолитных и сборных бетонных и железобетонных конструкций принят по прочности на сжатие классов С12/15...С20/25. Марки бетона по морозостойкости приняты в соответствии с СН РК 5.03-07-2013 и СП РК 5.03-107-2013, в зависимости от условий работы строительной конструкции. Учитывая агрессивность грунтов к бетонам и металлу, все бетонные и железобетонные конструкции, расположенные в грунте, выполняются из бетонов повышенной плотности на сульфатостойком цементе, а металлические конструкции изолируются окрасочными и пленочными материалами.

Поставщиками основного оборудования, строительных конструкций и материалов, а также условия поставки, транспортировки, хранения и монтажа основного оборудования, обеспечение бытовыми,

временными производственными зданиями и сооружениями, являются подрядные и субподрядные организации.

Непосредственно на площадках строительства газопровода подрядные организации устанавливают временные передвижные вагончики для бытового обеспечения рабочих, размещения линейных ИТР, хранения инструмента и т.д.

Основные технические решения по газификации населенных пунктов Костанайской области в разрезе районов и по периодам газификации представлены в Приложении 2 «Технические параметры строительства объектов газификации в разрезе районов Костанайской области».

**5.2.2 Проведение оценки объемов капитальных вложений (по укрупненным показателям), необходимых для газификации в разрезе проектов и предполагаемых источников финансирования**

Согласно проведенным укрупненным расчетам сметной стоимости строительства, общий объем капитальных вложений строительства объектов газификации по Костанайской области составит порядка 77,2 млрд.тенге. По годам газификации региональной схемы объем капитальных вложений до 2025 год – 56,031 млрд.тенге, до 2030 года – 21,169 млрд.тенге. Объемы капитальных вложений по районам области разбиты по годам строительства. Расчеты капиталовложений представлены в Приложении «Укрупненная стоимость строительства объектов газификации в разрезе районов Костанайской области».

**Таблица 5.2.2.1 - Объемы капитальных вложений по Костанайской области по годам строительства, млн.тнг**

Этапы строительства	Колич. газифиц. н/п	Газопро вод- отвод на АГРС	АГРС	Межпоселковые газопроводы высокого давления	Головные ПРГ	Внутрипоселковые и внутригородские распределительные газопроводы	Индивидуальные ШП	Групповые ШРП	Потребность в инвестициях
2025 г.	23	13047	5966	15620	2510	18645		244	56031
2030 г.	16			9473	1433	10130		134	21169
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>39</b>	<b>13047</b>	<b>5 966</b>	<b>25 093</b>	<b>3 943</b>	<b>28775</b>		<b>378</b>	<b>77201</b>

**5.2.3 Прогнозный тариф на транспортировку газа и цены на газ**

**Тарифы.** На начало 2022 года Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан для субъектов, оказывающих услуги по транспортировке газа, утверждены следующие ставки тарифов.

**Таблица 5.2.3.1 - Тарифы субъектов естественных монополий на услуги по транспортировке газа, включенных в республиканский регистр, (без НДС)\***

№	Наименование СЕМ	Наименование филиалов	Наименование услуги	Ед.изм.	Тариф	Утверждено приказом КРЕМ РК
1	АО «Интергаз Центральная Азия»		Транспортировка товарного газа по магистральным газопроводам	тенге/ 1000 м <sup>3</sup>	5285,66	130-ОД от 26.11.2021 г. (с введением в действие с 1.01.2022 г.)
			Хранение товарного газа в подземных хранилищах газа		478,35	129-ОД от 26.11.2021 г. (с введением в действие с 1.01.2022 г.)
2	АО «КазТрансГаз Аймак»	Костанайский производственный филиал	транспортировка товарного газа по распределительным трубопроводам	тенге/ 1000 м <sup>3</sup>	4 669,05	Утверждено приказом РГУ № 264-ОД от 04.11.2020 г. с 1 января 2021 года
3	ТОО «Азиатский газопровод»		транспортировка товарного газа по магистральным трубопроводам	тенге/1000м <sup>3</sup>	555,5	159-ОД от 23.08.2019г. (введение в действие с 1.01.2020г.)

Источник: Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики РК

Тариф утвержден на период 2021-2025 гг.

Прогноз тарифов на 2026-2030 г. будет спроектирован с учетом увеличения оптовых цен на газ и будет не выше прогнозного среднегодового уровня инфляции. Уровень роста тарифов определяется, в том числе, с учетом необходимости обеспечения среднесрочной сбалансированности динамики их изменения.

При установлении тарифа учитывалась необходимость продолжения работы, направленной на поэтапное введение единой зависимости изменения стоимости газа с учетом стоимости его транспортировки от расстояния транспортировки (от территории добычи газа до региона потребления газа), что также предусматривалось Прогнозом социально-экономического развития Республики Казахстан на 2021-2025 годы.

Уровень тарифов на услуги по транспортировке природного газа по газораспределительным станциям сетей газораспределительной организации находится в обратной зависимости удельной загрузки газораспределительных сетей, а также удельного веса в общем годовом объеме транспортировки объема газа, транспортируемого населению.

Согласно пункту 2 статьи 20 Закона РК «О газе и газоснабжении» предельные цены оптовой реализации товарного газа на внутреннем рынке устанавливаются уполномоченным органом ежегодно первого июля отдельно для каждой области, города республиканского значения, столицы с учетом экономических и социальных условий газоснабжения регионов Республики Казахстан.

Оптовая цена на природный газ, складывается из цен товарного газа, реализуемого в рамках сделок по встречным поставкам среднеазиатского или российского газа на переработанный газ Карагандинского месторождения, средневзвешенной цены товарного газа на границе Республики Казахстан в рамках сделок по импортным поставкам на планируемый период и наименьшей цены товарного газа, установленной на предыдущее полугодие в газодобывающих субъектах Российской Федерации, без учета расходов по транспортировке товарного газа по территории Российской Федерации, но с учетом

поправочного коэффициента, отражающего соотношение уровня денежного дохода на душу населения в Республике Казахстан к уровню денежного дохода на душу населения в Российской Федерации за последний предыдущий календарный год.

Также в расчетах определения оптовой цены учитываются средневзвешенные расходы по транспортировке и планируемым объемам поставки в зависимости от направлений поставок (замещения).

Розничные цены на товарный газ формируются в зависимости от уровня оптовых цен, тарифа на транспортировку газа по распределительным системам, затрат на реализацию газа.

### **5.3. Карта региональной схемы газификации области (в разрезе районов) по периодам развития газификации**

Региональной схемой газификации Костанайской области предусматриваются мероприятия, направленные на газоснабжение населенных пунктов области. Так, предполагается, что уровень газификации области достигнет 65,0%.

#### ***Газоснабжение Алтынсаринского района***

Газификацию района предполагается продолжить. В населенном пункте района предусматривается установка 1 группового ГРПШ, прокладка внутрипоселковых газопроводов среднего и низкого давления 4,371 км.

#### ***Газоснабжение Аулиекольского района***

В населенных пунктах района предусматривается установка 1 ПГБ и 4 групповых ШРП, прокладка межпоселковых сетей высокого давления протяженностью 166,4 км, внутрипоселковых газопроводов среднего и низкого давления 193,1 км.

#### ***Газоснабжение Денисовского района***

В населенных пунктах района предусматривается установка 2 групповых ШРП, прокладка внутрипоселковых газопроводов среднего и низкого давления 14,5 км.

#### ***Газоснабжение Житикаринского района***

В населенных пунктах района предусматривается установка 8 ПГБ и 3 групповых ШРП, прокладка межпоселковых сетей высокого давления протяженностью 43,581 км, внутрипоселковых газопроводов среднего и низкого давления 104,646 км.

#### ***Газоснабжение Камыстынского района***

В населенных пунктах района предусматривается установка 7 ПГБ и 5 групповых ШРП, прокладка межпоселковых сетей высокого давления протяженностью 110,7 км, внутрипоселковых газопроводов среднего и низкого давления 132,169 км.

#### ***Газоснабжение Карабалыкского района***

В населенных пунктах района предусматривается установка 5 ПГБ и 2 групповых ШРП, прокладка

межпоселковых сетей высокого давления протяженностью 33,3 км, внутрипоселковых газопроводов среднего и низкого давления 72 км.

### ***Газоснабжение Костанайского района***

Газификацию населенных пунктов района предполагается осуществлять с вводом в эксплуатацию 1 АГРС. При этом предусматривается строительство газопровода высокого давления протяженностью 18 км. В населенных пунктах района предусматривается установка 6 ПГБ.

### ***Газоснабжение Мендыкаринского района***

Газификацию населенных пунктов района предполагается осуществлять с вводом в эксплуатацию 1 АГРС. При этом предполагается строительство магистрального газопровода отвода протяженностью 94,2 км. В населенных пунктах района предусматривается установка 5 ПГБ и 2 групповых ШРП, прокладка внутрипоселковых газопроводов среднего и низкого давления 96,3 км.

### ***Газоснабжение района Бейимбета Майлина***

В населенных пунктах района предусматривается установка 7 ПГБ, прокладка внутрипоселковых газопроводов среднего и низкого давления 129,13 км.

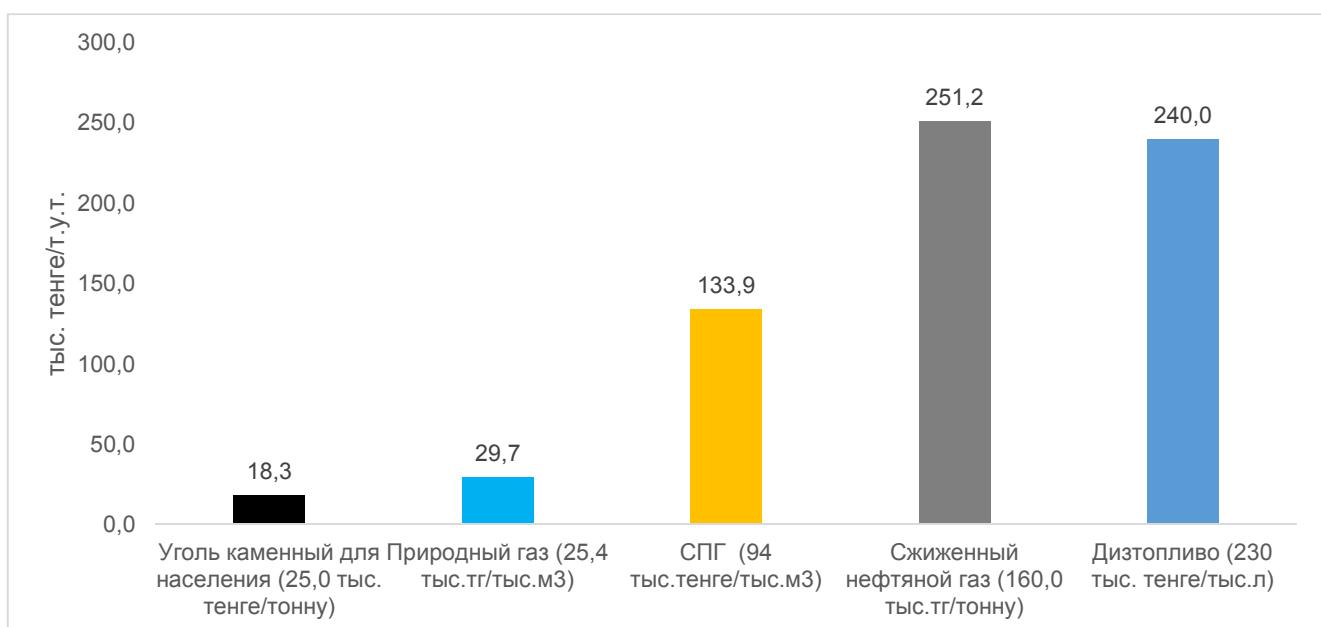
### ***Газоснабжение Федоровского района***

В населенных пунктах района предусматривается установка 13 ПГБ и 1 группового ШРП, прокладка межпоселковых сетей высокого давления протяженностью 150,749 км, внутрипоселковых газопроводов среднего и низкого давления 87 км.

## 6. АНАЛИЗ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

### 6.1 Предложения по производству и использованию сжиженного и компримированного газа в целях газификации

Оптимальное развитие систем топливо-энергоснабжения предусматривает максимальное использование наиболее прогрессивных и экологически чистых энергоресурсов. Таковыми являются сжиженный природный (СПГ), природный (ПГ) и сжиженный нефтяной (СНГ) газы. По сравнению с другими видами органического не возобновляемого топлива, они являются наиболее экологически чистыми и удобными в использовании, поэтому на ближайшие годы останутся основой внутреннего спроса на топливно-энергетические ресурсы при всех вариантах развития с учетом необходимых объемов материально-технических ресурсов.



\* Цены приняты по данным Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан по состоянию на март-апрель 2022г.

**Рисунок 6.1.1 – Сравнительная стоимость энергоносителей за тонну условного топлива в Костанайской области**

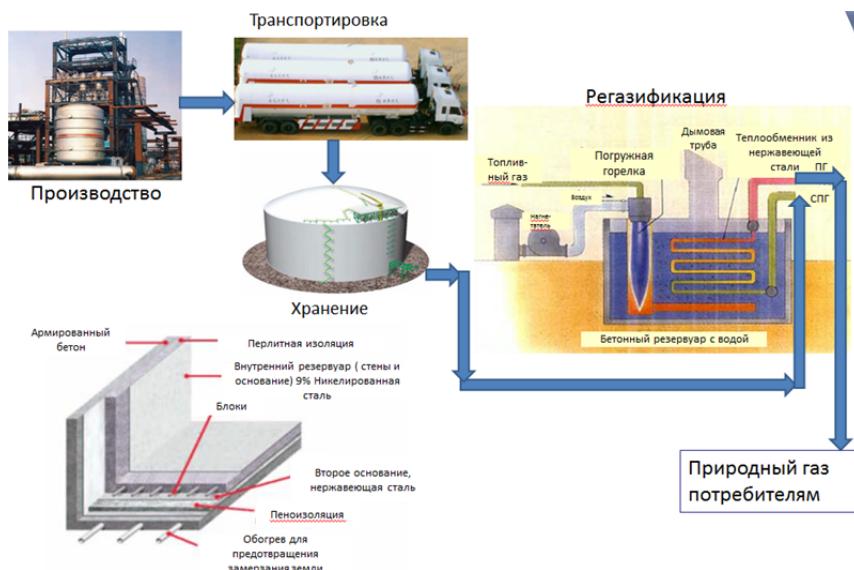
**Сжиженный природный газ.** Сжиженный природный газ (СПГ) - природный газ, переведенный в жидкое состояние при температурах, меньших критической. СПГ представляет собой бесцветную жидкость без запаха. Газ остается в жидком состоянии и при нормальном атмосферном давлении, что делает возможным его перевозку специальным транспортом и хранение в криогенных резервуарах. СПГ - криогенная жидкость, получаемая из природного газа охлаждением до температуры конденсации минус 161 °С. Производят, хранят и транспортируют его с помощью специализированного криогенного оборудования. Главное преимущество СПГ - при сжижении объем газа уменьшается в 600 раз. На практике это означает, что в одинаковом объеме содержится СПГ в 3 раза больше, чем компримированного природного газа (КПГ) при давлении 20 МПа. Так, при нормальных условиях в автомобильном баллоне емкостью 50 л при давлении 20 МПа содержится 10-12 м<sup>3</sup> газа в газообразном состоянии, что эквивалентно 12-15 л бензина, при

в этом уменьшается масса тары для его хранения и перевозки.

Сжиженный природный газ как дешевый и удобный вид энергоносителя применяется:

- для газификации населенных пунктов, удаленных от газовых магистралей;
- для компенсации пиковых нагрузок в газопотреблении;
- в качестве бортового топлива при переводе автомобильного, железнодорожного, речного, морского и авиационного транспорта с нефтяного топлива на природный газ.

**Рисунок 6.1.2 – Схема снабжения потребителей сжиженным природным газом (СПГ)**



**Сжиженный нефтяной газ.** Под аббревиатурой СНГ обозначается смесь углеводородных газов, получаемых при фракционной разгонке сырой нефти, нефтяного газа, а также газоконденсатных фракций природного газа.

**Рисунок 6.1.3 – Схема снабжения потребителей СНГ (LPG)**



СНГ используется в качестве коммунально-бытового топлива потребления и промышленных целей

в системах газоснабжения и газораспределения, обладает высокой плотностью, медленной диффузией в атмосферу, невысокой температурой воспламенения, низкими пределами взрываемости в воздухе, возможностью образования конденсата.

**Таблица 6.1.1 – Физико-химические характеристики газов**

Параметр	Сжиженный нефтяной газ	Природный газ	Сжиженный природный газ
	СНГ	ПГ	СПГ
Температура хранения, °С	Температура окружающей среды	Температура окружающей среды	-161
Давление хранения, кгс/см <sup>2</sup>	До 16	200÷320	4
Резервуар для хранения	Сосуд под давлением	Сосуд под давлением	Криогенная емкость
Ориентировочная плотность при параметрах хранения, кг/м <sup>3</sup>	550 <sup>1</sup>	144÷ 230 <sup>2</sup>	416 <sup>2</sup>
Плотность газовой фазы при нормальных условиях, кг/м <sup>3</sup>	2,361 <sup>1</sup>	0,717 <sup>2</sup>	0,717 <sup>2</sup>
Объем паров при испарении 1 кг сжиженного газа при нормальных условиях, м <sup>3</sup>	0,448 <sup>1</sup>	1,4	1,4
Низшая массовая теплота сгорания, кДж/кг	45 702 <sup>1</sup>	49 900 <sup>2</sup>	49 900 <sup>2</sup>
Низшая теплота сгорания газовой фазы, при нормальных условиях, кДж/м <sup>3</sup>	105 028 <sup>1</sup>	35 825 <sup>2</sup>	35 825 <sup>2</sup>

<sup>1</sup>Принято по свойствам смеси пропан-бутан с соотношением 1:1.

<sup>2</sup>Принято по свойствам метана. Зависит от содержания компонентов

**Природный газ.** Природный газ – смесь газов, основным из которых является метан. Транспортировка природного газа производится по трубопроводам или в специальных сосудах под высоким давлением (рис.6.1.4).

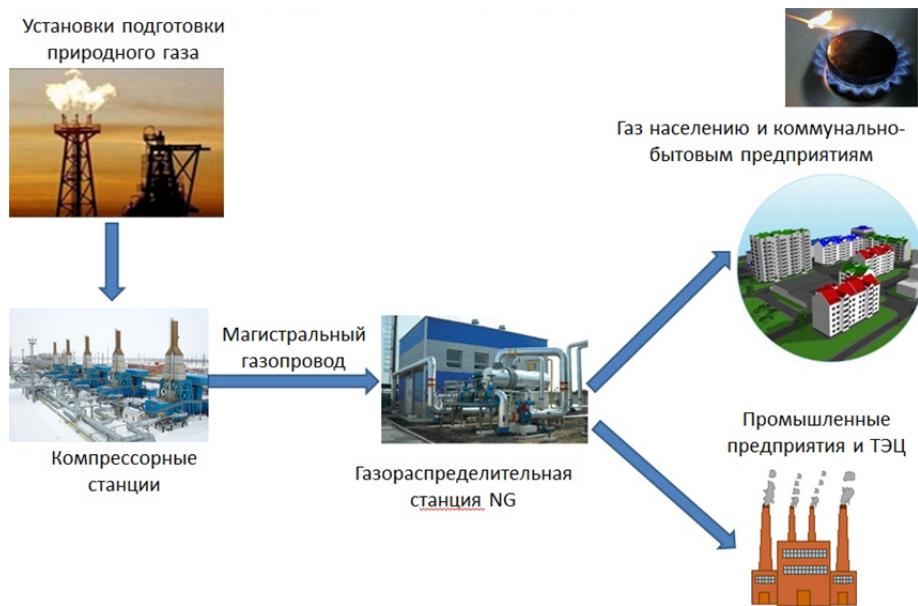
Целью реализации развития газовой отрасли Республики Казахстан является повышение социально-экономического эффекта от рационального использования внутренних ресурсов газа за счет развития мощностей по транспортировке и переработке попутного газа для обеспечения внутреннего рынка, достижения энергетической независимости, наращивания экспортного потенциала от реализации природного и сжиженного газа, а также продуктов ее переработки.

Для достижения поставленной цели, одной из задач Генеральной схемы газификации является разработка и реализация региональных программ газификации новых территорий и расширения сферы использования газа в промышленности, коммунально-бытовой сфере, энергетике, автотранспорте и других секторах экономики.

Реализация поставленных задач позволит существенно улучшить топливно-энергетический баланс и экологическую ситуацию в отдельных районах области и страны в целом. При этом будут достигаться, как скрытые эффекты, связанные с качеством производимой продукции с использованием газа и комфортностью его использования для бытовых нужд, а также получение

прямого экономического эффекта от снижения стоимости используемых энергоносителей.

**Рисунок 6.1.4 – Схема снабжения потребителей природным газом (NG)**



К примеру, замещения газом нефтепродуктов и сжиженного газа, открытия нового производства на базе использования природного газа. Имея повышенную теплоту сгорания, природный газ требует значительно меньших затрат на производство, доставку и потребление, чем твердое или жидкое топливо. Высокий эффект от использования природного газа обеспечивается за счет интенсификации технологических процессов, сокращения удельного расхода топлива и временного цикла отдельных производственных процессов, создания условий для контроля над процессом горения, достижения большей экономии и управляемости процессом горения.

Сравнительный анализ цен на энергоносители в Восточном регионе и действующих тарифов на природный газ, показывает экономическую выгоду в сторону использования угля каменного, что обосновывается зависимой территориально-энергетической структурой потребления. Однако, если учитывать затраты времени, высокую трудоемкость использования каменного угля в коммунально-бытовом секторе и высокую нагрузку на экологию, то экономическим эффект в данном случае получается за счет сокращения затрат на природоохранные мероприятия.

**Таблица 6.1.2 – Основные показатели отопления индивидуальных домов на различных видах топлива**

№	Показатели	Ед.изм.	в среднем по Казахстану за 2021 год
1	<b>Цены на энергоносители</b>		
1.1	природный газ, транспортируемый по распределительным сетям	тенге/м <sup>3</sup>	25,4
1.2	сжиженный нефтяной газ	тенге/кг	160
1.3	уголь каменный	тенге/тонну	25 000
1.4	дизтопливо	тенге/литр	230
2	<b>Цены энергоносителей в переводе на условное топливо</b>		
2.1	природный газ, транспортируемый по распределительным сетям	тенге/кг у.т.	29,67
2.2	сжиженный нефтяной газ	тенге/кг у.т.	251,20

2.3	уголь каменный	тенге/кг у.т.	18,25
2.4	дизтопливо	тенге/кг у.т.	240,00
<b>3</b>	<b>Потребление условного топлива на отопление жилого дома площадью 100 кв.м за отопительный период</b>	кг условного топлива на 100 м <sup>2</sup>	6910
<b>4</b>	<b>Затраты на потребление топлива за отопительный сезон:</b>		
4.1	природный газ, транспортируемый по распределительным сетям	тыс.тенге	175
4.2	сжиженный нефтяной газ	тыс.тенге	1106
4.3	уголь каменный	тыс.тенге	173
4.4	дизтопливо	тыс.тенге	1658
<b>5</b>	<b>Экономия от перехода на природный газ при использовании:</b>		
5.1	природный газ, транспортируемый по распределительным сетям	тыс.тенге	930
5.2	сжиженный нефтяной газ	тыс.тенге	-2
5.3	уголь каменный	тыс.тенге	1483

по данным Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан

## 6.2 Использование природного газа в качестве моторного топлива

Постановлением Правительства Республики Казахстан №797 от 29 ноября 2018 года утвержден План мероприятий по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на 2019-2022 годы (далее - План) с указанием целевых показателей по объему производства компримированного и сжиженного природного газа (КПГ/СПГ), количеству автотранспорта на природном газе, строительству производственно-сбытовой инфраструктуры.

Целью реализации мероприятий Плана, принимая во внимание экологические и экономические преимущества природного газа, является диверсификация рынка нефтяных видов моторного топлива, в том числе сжиженного нефтяного газа (СНГ), путем увеличения доли применения КПГ и СПГ.

Предпосылками реализации мероприятий Плана в Казахстане являются дефицит нефтяных видов моторного топлива, связанный с увеличением парка транспортных средств и его изношенностью, ростом потребления моторного топлива международными и транзитными автопревозчиками, а также с необходимостью переноса срока строительства нового нефтеперерабатывающего завода на более поздний (далее - НПЗ) и в целом снижения нагрузки на действующие отечественные НПЗ.

Кроме того, важным фактором является существенный рост заболеваемости населения, обусловленный увеличением количества вредных выбросов от транспортных средств в городах, использующих нефтяные виды моторного топлива.

### Сведения о газомоторном топливе

Стратегия развития рынка ГМТ в Казахстане построена исходя из свойств, характеристик технологии производства и рационального использования природных газов, применяемых в качестве моторного топлива (таблица 6.2.1, рисунок 6.2.1).

Таблица 6.2.1 – Технологические характеристики видов газомоторного топлива

Вид	Технология	Применение	Характеристика
Природный газ Компримированный (КПГ): CNG (CH <sub>4</sub> )	АГНКС - сжатие природного газа до 200 бар, (уменьшение по объему в 200 раз), реализация	• Моторное топливо – ГОРОДСКИЕ АВТОБУСЫ, КОММУНАЛЬНАЯ ТЕХНИКА	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Экономия расходов на топливо в 2-3 раза</li> <li>• Экологичность (Евро 5)</li> <li>• Снижение парникового эффекта</li> </ul>
Природный газ Сжиженный (СПГ): LNG (CH <sub>4</sub> )	МТЗ -охлаждение природного газа до – 160°C (уменьшение по объему в 600 раз), транспортировка КриоПАГЗ, КриоАЗС реализация	• Моторное топливо – МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГРУЗОВОЙ АВТОТРАНСПОРТ, Ж/Д ЛОКОМОТИВЫ, КАРЬЕРНАЯ ТЕХНИКА	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Безопасное топливо (легче воздуха)</li> <li>• Невозможность хищения</li> <li>• Температура замерзания -183°C</li> <li>• Октановое число CNG &gt; 105, LNG &gt; 110</li> </ul>
Сжиженный нефтяной газ (СНГ): LPG (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> + C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	НПЗ, ГПЗ - пропан–бутановая смесь в сжиженном виде под давлением 16 бар, транспортировка вагон-цистернами+ автоцистерны, АГЗС реализация	• Моторное топливо – МАЛЫЙ КОММЕРЧЕСКИЙ И ЛЕГКОВЫЕ АВТОМОБИЛИ	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Не применяется на большегрузном транспорте (потеря мощности)</li> <li>• Менее «экологичное», менее «безопасное» моторное топливо в сравнении с природным газом (тяжелее воздуха)</li> <li>• Ценный продукт для дальнейшей глубокой переработки</li> </ul>
<p>АГНКС - автомобильная газонаполнительная компрессорная станция.      МТЗ – малотоннажный завод по производству СПГ.      КриоПАГЗ – передвижной криогенный автогазозаправщик.      КриоАЗС – криогенная автомобильная заправочная станция.      АГЗС – автомобильная газозаправочная станция</p>			

Для производства ГМТ применяется два вида газа:

- природный газ, основным компонентом, которого является метан;
- нефтяной (углеводородный) газ, состоящий преимущественно из пропан-бутановой смеси.

Из представленных трех видов газомоторного топлива в настоящее время КПГ и СУГ производятся и широко используются на транспорте, СПГ завозится из России. Необходимо отметить, что агрегатное состояние, которое указано в названии ГМТ обеспечивает только способ транспортировки и хранения, но в камеру сгорания двигателя внутреннего сгорания (ДВС) указанное газомоторное топливо подается в нормальном газообразном состоянии под штатным давлением.

Уникальность производства КПГ заключается в том, что его производство и реализация осуществляются непосредственно на АГНКС. Здесь природный газ, поступивший на заправочную станцию из газопровода, подается в компрессор, в котором под давлением в 200 атмосфер происходит его сжатие и уменьшение в объеме в 200 раз. Компримирование газа позволяет обеспечивать его эффективное хранение и использование в виде моторного топлива локальным городским автотранспортом, чаще всего автобусами, такси и коммунально-дорожными автомобилями.

**Рисунок 6.2.1 - Видение стратегии развития рынка газомоторного топлива - синхронизация**



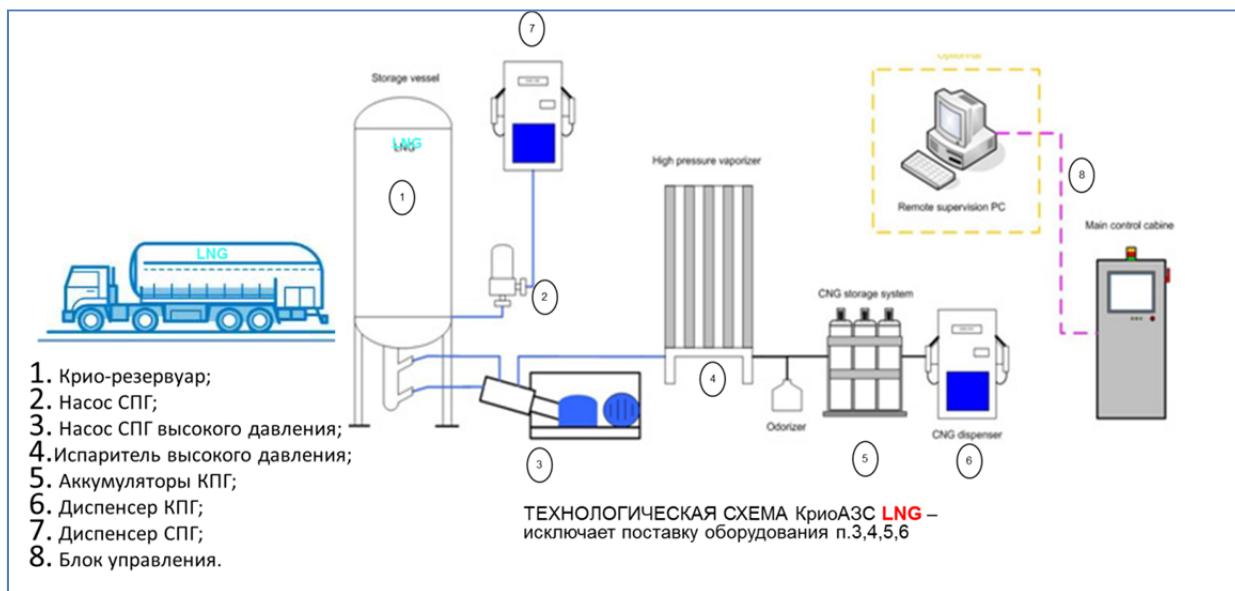
Для производства и применения СПГ в качестве моторного топлива чаще используются малотоннажные заводы с инновационными для Казахстана криогенными технологиями (МТЗ), где природный газ при охлаждении до минус 163 С° сжижается и уменьшается в объеме в 600 раз. Возможность размещения большого объема СПГ в топливном криогенном баке (работает по принципу термоса) грузового транспортного средства обеспечивает ему большие пробеги на одной заправке, что обосновывает целесообразность и эффективность его использования на железнодорожном и дальнобойном магистральном автомобильном транспорте. КриоПАГЗы транспортируют СПГ от МТЗ до КриоАЗС для дальнейшей реализации потребителям.

Необходимо отметить, что в мировой практике используются технологии L-CNG, позволяющие из СПГ на КриоАЗС, производить способом регазификации высококачественный КПГ (лучше, чем прямым компримированием на АГНКС) при минимальных капитальных вложениях. Просчитано, что при отнесении суммарных расходов по производству СПГ на заводе и транспортировке до КриоАЗС на стоимость выдачи СПГ на топливной колонке, себестоимость КПГ соответствует расходам на электроэнергию насоса высокого давления поз. 3 рисунок 6.2.2.

Преимущества природного газа перед другими видами моторного топлива обусловлены также другими его уникальными свойствами.

Природный газ более безопасен по сравнению нефтяными видами топлива и СУГ, так как легче воздуха, в связи, с чем при утечке он быстро улетучивается, не образуя взрывоопасную газовоздушную смесь. Природный газ в сжиженном состоянии не горит, а быстро испаряется. В отличие от этого СУГ тяжелее воздуха, при утечке способен скапливаться внизу с образованием взрывоопасных концентраций с воздухом. Природный газ дешевле в 2-3 раза традиционных нефтяных видов моторного топлива, что позволяет сокращать расходы и экономить бюджеты различных уровней. Природный газ, замерзающий при сверхнизких температурах, является

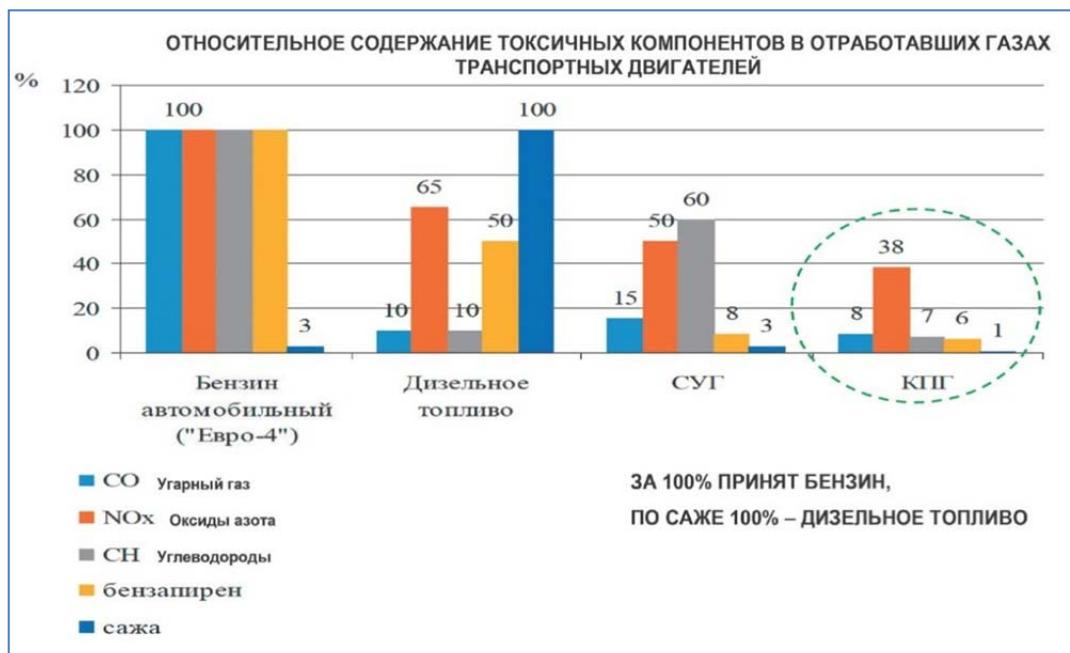
всесезонным топливом, невозможность его хищения обеспечивает прозрачность учета его расходов, отсутствие в продуктах сгорания природного газа твердых частиц снижает износ двигателя.



**Рисунок 6.2.2 - КриоАЗС с технологией L-CNG**

Природный газ как более экологически чистый по сравнению с традиционными видами моторного топлива, оказывает менее отрицательное воздействие на окружающую среду, что также способствует улучшению состояния здоровья населения и экономии бюджетных средств на оздоровление населения (рисунок 6.2.3). Замещение бензина и дизельного топлива природным газом снижает не только вредные выбросы, но и выбросы парниковых газов, проекты перевода автомобильного и железнодорожного транспорта на природный газ обоснованно включены в Дорожную карту определяемых на национальном уровне вкладов (ОНУВ) по декарбонизации транспортного сектора РК в рамках Стратегии низкоуглеродного развития Казахстана.

**Рисунок 6.2.3 – Экологические преимущества природного газа**



## **Основания развития рынка ГМТ в РК**

Основанием для развития рынка ГМТ в РК с учетом вышеперечисленных преимуществ природного газа как газомоторного топлива становятся руководящие документы странового и международного уровня:

- «Концепция развития газового сектора РК до 2030 года»;
- «План мероприятий по реализации Государственной программы инфраструктурного развития "Нұрлы жол" на 2020 - 2025 годы».
- «План мероприятий по реализации Концепции по переходу РК к «зеленой экономике» на 2013-2020 годы»;
- «Программа «зеленых» инвестиций: поддержка экологически чистого городского общественного транспорта в Казахстане». ОЭСР;
- «Стимулирование использования природного газа в транспортном секторе: концепция: NAMA для низкоуглеродного развития Казахстана», зарегистрирована в Секретариате Рамочной конвенции по изменению климата ООН в качестве национальной программы РК;
- Обзор политики развития сектора общественного транспорта в РК. Проект ПРООН-ГЭФ «Устойчивый транспорт г Алматы»
- Стратегия низкоуглеродного развития РК до 2060 года. Дорожная карта ОНУВ
- Проект Европейской экономической комиссии ООН «Улучшение возможностей стран-членов ЕЭК ООН по декарбонизации транспортного сектора за счет увеличения использования природного газа в качестве моторного топлива».
- «Комплексная программа (дорожная карта) по развитию автобусных перевозок на 2018 – 2020 годы» (замещена) на «Государственную программу развития туристской отрасли Республики Казахстан на 2019-2025 годы»;
- «Комплекс мер по развитию и стимулированию использования природного газа в качестве моторного топлива для транспортных средств государств-участников СНГ на период до 2025 года».
- «План мероприятий по реализации первого этапа (2021-2025 годы) Стратегии экономического развития СНГ на период до 2030 года»;
- Стратегический план Министерства индустрии и инфраструктурного развития РК на 2017 – 2021 годы.

В каждом из них предусмотрены индикаторы и рекомендации по переводу транспортного сектора на использование природного газа в качестве моторного топлива.

## ***Стратегия развития сети АГНКС/КРИО АЗС и производства СПГ***

Основные принципы формирования газомоторного рынка:

1. Применение природного газа в качестве моторного топлива до 2030 г.:

## 2. Принципы строительства АГНКС:

- привязка к якорному потребителю – автобусы.
- размещение материнских публичных АГНКС в газифицированных регионах.

## 3. Принципы строительства КриоАЗС:

- привязка к якорному потребителю – грузовой магистральный транспорт.
- Трансфер криогенных технологий производства, транспортировки и реализации СПГ

## 4. Ключевые факторы успешной реализации:

### 4.1 Мероприятия Плана гармонизируют и соответствуют:

- Проекту Европейской экономической комиссии ООН «Улучшение возможностей стран-членов ЕЭК ООН по декарбонизации транспортного сектора за счет увеличения использования природного газа в качестве моторного топлива» в рамках стратегии низкоуглеродного развития РК до 2060 года.
- Инициативам «Один пояс - Один путь» и Строительство «Экономического пояса шелкового пути» в рамках госпрограммы «Нурлы жол» стратегии транспортно-логистического развития РК - созданию благоприятных условий для международных автоперевозчиков.
- Технологическому перевооружению базовых отраслей промышленности с элементами индустрии-4,0 - трансфер криогенных технологий по производству газомоторного моторного топлива.

4.2 Принимая во внимание, дилемму первичности экономического закона спроса и предложения для привлечения инвесторов и успешной реализации мероприятий Плана заложен принцип синхронизации газовой и транспортной отраслей экономики РК.

### *Строительство АГНКС в населенных пунктах*

Графики строительства АГНКС синхронизированы с графиком поставки газовых автобусов в рамках «Комплексной программы (дорожная карта) по развитию автобусных перевозок на 2018 – 2020 годы» (замещена) на «Государственную программу развития туристской отрасли Республики Казахстан на 2019-2025 годы», где БРК лизинг предусмотрено финансирование обновления автобусного парка страны.

### *Строительство КриоАЗС на международном транспортном маршруте Европа-Западный Китай (МТМ ЕЗК)*

Подписан 05.10.2017г. З-х сторонний Меморандум между ПАО «Газпром», СНПС и АО НК «КазМунайГаз» в сфере развития рынка ГМТ на МТМ ЕЗК. Сформированы совместная и специальные рабочие группы по изучению возможности строительства производственно-сбытовой инфраструктуры природного газа на МТМ ЕЗК и подготовке НПА и НТД, результаты работы и рекомендации зафиксированы в соответствующих протоколах.

Подписан 20.12.2021г. Меморандум о взаимопонимании в области развития производственно-сбытовой инфраструктуры использования природного газа в качестве моторного топлива на МТМ

ЕЗК между Министерствами энергетики России и Казахстана. Формируется состав казахстанско-российской рабочей группы, которой будет разработана Дорожная карта с задачами по обеспечению синхронизации взаимодействия уполномоченных государственных органов стран участников Меморандума в сфере транспорта и газа.

*Строительство производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ/КПГ на «Международном транспортном маршруте «Европа-Китай» (МТМ Е-К)*

Концепцией ТОО «КазТрансГаз Онимдеры» (КТГО) предусмотрено строительство 3-х МТЗ в городах Алматы, Кызылорда и Актобе с учетом эффективного радиуса транспортировки СПГ 500 км. Для транспортировки СПГ предусматривается при каждом МТЗ сформировать парк КриоПАГзов, по укрупненным расчетам его численность для обеспечения МТМ ЕК составит 25-30 ед.

В рамках подписанного меморандума между ПАО «Газпром», СНПС и АО НК «КазМунайГаз» принято решение о целесообразности размещения газовых заправок по европейским стандартам: КриоАЗС с шагом 400 км, АГНКС с шагом 200 км. Для реализации СПГ и КПГ планируется построить 8 КриоАЗС и 9 АГНКС при возможности отбора газа с МГ и(или) с применением вышеуказанной технологии L-CNG, а также 4 заправочных терминала для локомотивов АО «НК «Казахстан Темір Жолы» (АО НК КТЖ).

По рынку сбыта предусмотрено 3 ключевых направления, что диверсифицирует риски, обеспечивающих коммерческую реализацию СПГ и эффективную загрузку МТЗ, при этом не исключается возможность поставки СПГ на экспорт.

### **Направление СПГ-локомотивы**

Совместно с АО НК КТЖ реализуется проект по переводу локомотивов на газодизельный режим работы. Подписан Меморандум между АО НК КТЖ и КТГО о сотрудничестве в области применения сжиженного природного газа на тепловозах с газодизельными двигателями, также подписан Меморандум и Дорожная карта между АО НК КТЖ и Канадской компанией «Condor Petroleum Inc.» по реализации Пилотного проекта перевода ж/д локомотивов на природный газ.

### **Направление Малая энергетика**

Предусматривается газификация населения посредством виртуального трубопровода, а также котельных, объектов АПК (зерносушилки) и генерация электроэнергии. В данном направлении предполагается использовать концепцию компании «Global gas group» в г. Астана.

*Реализация СПГ для автотранспорта на МТМ ЕЗК*, где якорным потребителем предусматривается транзитный грузовой магистральный автотранспорт по соответствующим направлениям. Кроме того, в рамках «Плана мероприятий по реализации первого этапа Стратегии экономического развития СНГ на период до 2030 года» узбекской стороной инициированы маршруты автобусных перевозок по МТМ ЕЗК. Руководству КТГО при встрече с вице-министром транспорта в г. Ташкент было озвучено, что газозаправочная инфраструктура в РК будет дополнительно загружена автотранспортом узбекских автоперевозчиков. Кроме того, на заседании Казахстанско-Татарстанской Рабочей группы по торгово-экономическому сотрудничеству Казахстанская сторона отметила свою готовность положительно рассмотреть вопрос открытия

автобусных рейсов по маршрутам «Казань-Шымкент», «Казань-Актау» и возобновление маршрута «Казань-Уральск».

В данном направлении между национальным оператором в сфере газа и газоснабжения АО «QazaqGaz» и АО «НК «КазАвтоЖол», национальным оператором в сфере эксплуатации автодорог, заключен Меморандум, в рамках которого ведутся работы по отводу земельных участков на МТМ ЕЗК и других автомагистралях. Также предусматривается интеграция газозаправочной инфраструктуры в объекты придорожного сервиса (ОПС). В этой связи при содействии АО «НК «КазАвтоЖол» ведутся соответствующие переговоры с владельцами объектов придорожного сервиса (Газэнерджи и Компас). В настоящее время согласованы и оформлены пять земельных участков (Казалинск, Иргиз, Аральск, Мамбет, Бейнеу).

На карте дислокации проектируемых и существующих объектов производственно-сбытовой инфраструктуры МТМ ЕЗК (рисунок 6.2.4) видно, что строительство производственно-сбытовой инфраструктуры использования природного на первом этапе предусматривается в газифицированных регионах. На следующих этапах инфраструктура будет расширяться и по другим направлениям, указанным на данной карте с учетом возможностей уже существующего/действующего «виртуального газопровода».

Также предусмотрена дислокация малотоннажных заводов по производству СПГ и заправочных терминалов для локомотивного хозяйства АО «НК КТЖ». Здесь определены основные расстояния от МТЗ до мест реализации СПГ, что позволит рассчитать себестоимость транспортировки.

**Рисунок 6.2.4 – Карта дислокации производственно-сбытовой инфраструктуры в РК (1-й этап в газифицированных районах)**



Для обоснования строительства газозаправочной инфраструктуры по территории Казахстана необходим поток газомоторной техники, т.е. нужен якорный потребитель СПГ. В силу отсутствия автомобилей, потребляющих СПГ у отечественных автоперевозчиков и перевозчиков РФ, им

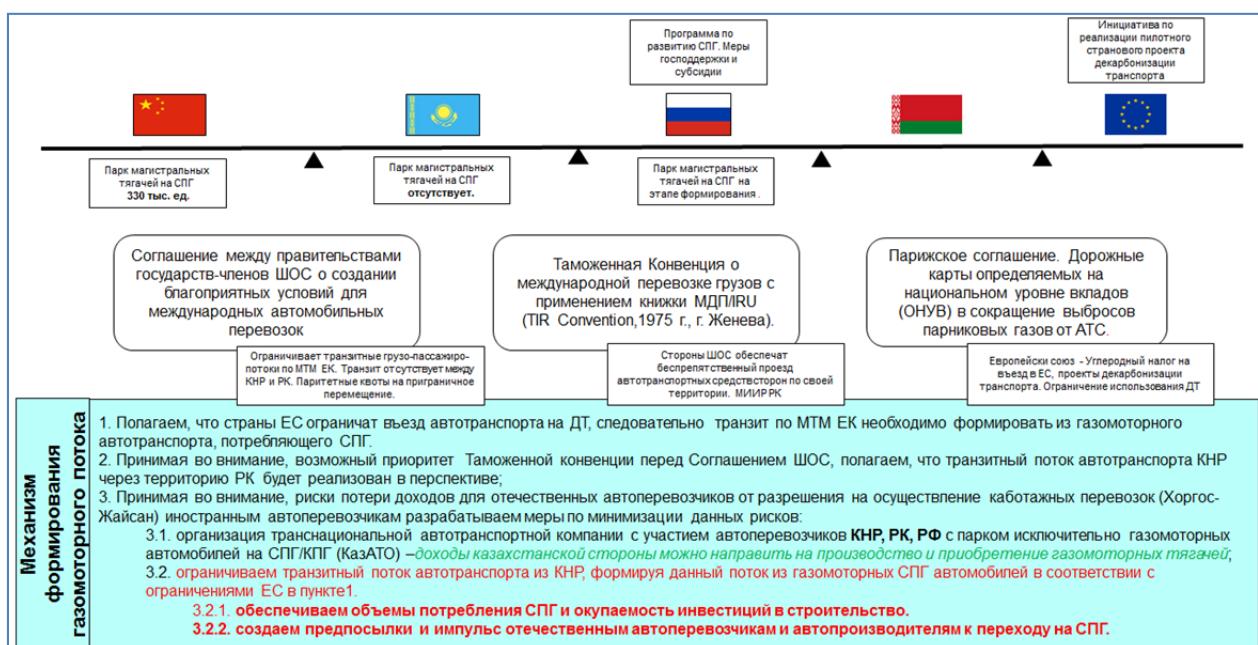
может стать на начальном этапе парк магистральных тягачей КНР, численность которого насчитывает порядка 330 тыс. ед. Для реализации потенциала якорного потребителя необходимо, чтобы открылись границы для его транзитного движения через территорию Казахстана. Принимая во внимание, риски развития альтернативных путей в обход территории Казахстана и риски потери доходов отечественными перевозчиками на каботажных перевозках казахстанской стороной предложен российской и китайской сторонам 3-х сторонний меморандум механизма формирования потока газомоторной техники на МТМ ЕЗК

#### *Механизм формирования потока газомоторной техники на МТМ ЕЗК (Рисунок 6.2.5)*

Принимая во внимание, что страны ЕС пытаются ввести ограничения на въезд автотранспорта использующего ДТ, транзит по МТМ ЕЗК необходимо формировать с использованием газомоторного автотранспорта, потребляющего СПГ.

Необходимо предусматривать перспективную возможность транзитного потока автотранспорта КНР через территорию РК

**Рисунок 6.2.5 - Механизм формирования потока газомоторной техники на МТМ ЕЗК**



В случае разрешения на осуществление каботажных перевозок (Хоргос-Жайсан) иностранным автоперевозчикам, для отечественных автоперевозчиков должны быть разработаны меры по минимизации рисков потери доходов:

- организация транснациональной автотранспортной компании с участием автоперевозчиков КНР, РК, РФ с парком исключительно газомоторных автомобилей на СПГ/КПГ – доходы казахстанской стороны можно направить на производство и приобретение газомоторных СПГ-тягачей;
- ограничение транзитного потока автотранспорта из КНР, формируя данный поток исключительно из газомоторных СПГ автомобилей в соответствии с ограничениями ЕС в пункте 1.

- обеспечение потребления СПГ и окупаемости инвестиций в строительство.
- создание предпосылок и импульса отечественным автоперевозчикам и автопроизводителям к переходу на СПГ.

**Вывод:** Эффективность транспортной транзитной стратегии подтверждена строительством самой автомагистрали, которая обеспечит скорость транспортировки грузов 10 суток по сравнению с другими направлениями (транссибирская магистраль 14 суток и морской путь через Суэцкий канал 45 суток), и будет сопровождаться увеличением валового регионального продукта от развития МСБ вдоль дороги. Развитие производственно-сбытовой инфраструктуры с использованием природного газа усилит эффективность и привлекательность казахстанского участка МТМ ЕЗК для международных автоперевозчиков и снизит риски развития альтернативных путей в обход территории Казахстана, что способствует более успешной реализации транспортной транзитной стратегии РК.

В части строительства АГНКС для автобусных парков на социальных городских маршрутах

В 2020 году ввиду сокращения расходов на капитальные вложения на новые проекты и оптимизации расходов в связи с пандемией, для строительства АГНКС привлекаются частные инвесторы на условиях Франчайзинга. Строительство АГНКС в настоящее время в регионах ведут частные компании, привлеченные на условиях предоставления франшизы от ТОО «КазТрансГаз Өнимдері», в том числе: ТОО «Akzhayik CNG», ТОО «Metan Gas», ТОО «SKYMAX TRADE», ТОО «АГНКС Казахстан», ТОО «AvtoGasServiceCompany».

**АГНКС.** План на конец 2021 года в РК функционируют - 73 ед. АГНКС. На 31.12.2021г. действующих АГНКС - 18 ед. в т.ч. новых – 3 ед. (Шымкент, Атырау, Талдыкорган), дополнительно построены, но не введены в эксплуатацию – 2 ед. АГНКС (Алматы, Костанай), начаты работы по оформлению земельных участков – 2 ед. АГНКС (Актау, Жанаозен), в г. Тараз начато строительство 1-ед. АГНКС, ввод в эксплуатацию планируется в 2022 году, также в 2022 году планируется начать строительство еще 5 АГНКС, в том числе: в г. Шымкент - 2 ед., г. Уральск - 1 ед., Актобе - 1 ед. и г. Туркестан – 1 ед.

**Автобусы на КПГ.** План по РК на конец 2021 года - 8500 ед. газовых автобусов. На 31.12.2021г. действующих газовых автобусов – 1 722 ед. в т.ч. новых – 1 059 ед. (Алматы, Шымкент, Атырау, Талдыкорган, Рудный).

Средняя цена на КПГ реализуемого на АГНКС РК в 2021 г., составляла 80 тенге/м<sup>3</sup>, включая НДС. В 2022 году 94 тенге/м<sup>3</sup> топлива.

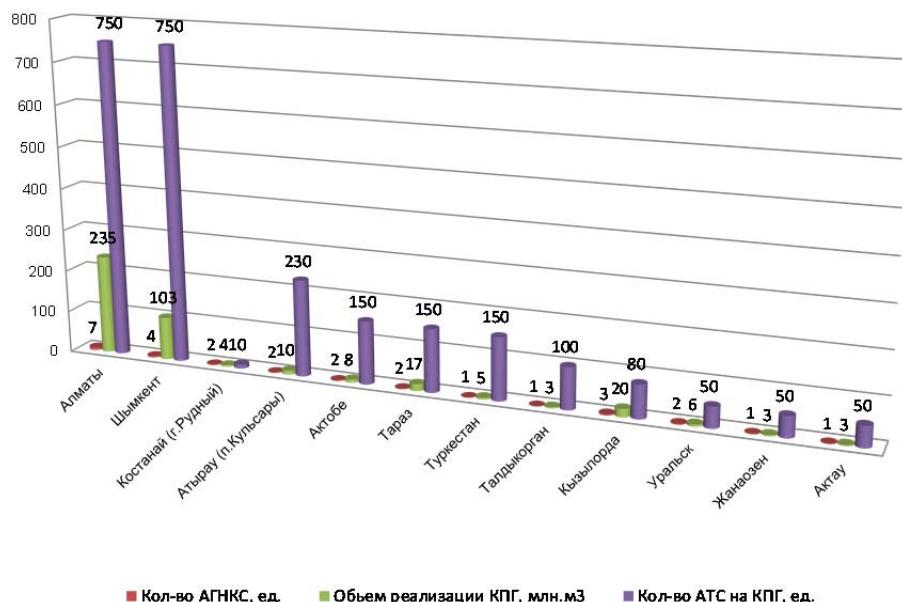


Рисунок 6.2.6 – Состояние рынка АГНКС в РК

**В г. Костанай** – Частным инвестором ТОО «TransGasMetan» в 2018 году построена АГНКС (не введена в эксплуатацию). Направлено письмо в Акимат г. Костанай об оказании содействия по вводу в эксплуатацию АГНКС.

**г. Рудный** - функционирует 1 АГНКС (принадлежит СП ТОО «АвтоГазАлматы, 1985 г.п.», эксплуатируется менее 5 ед. автобусов, загруженность АГНКС менее 1%.

Информация о динамике развития, количестве и производительности АГНКС показана в таблицах 6.2.2. и 6.2.3.

Таблица 6.2.2 – Динамика развития рынка КПГ в Костанайской области

№	ГОРОДА / ГОДЫ	ЕД. ИЗМ	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 (прогноз)	ВСЕГО
1	<b>КОЛИЧЕСТВО АГНКС</b>	ед.									
1.2	Костанай (г.Рудный)		1	1	1	1	1	1	1	2	2
2	<b>ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ КПГ</b>	млн.м³									
2.2	Рудный		0,5	0,3	0,2	0,14	0,10	0,32	0,23	0,15	4,2
3	<b>КОЛИЧЕСТВО АТС НА КПГ</b>	ед.									
3.2	Рудный		50	30	30	20	20	30	25	10	10

**Таблица 6.2.3 – Информация по АГНКС в Костанайской области**

N п/п	Место нахождения АГНКС/ город/адрес/	Наименов ание АГНКС	Режим работы	Марка, модель компрес сорного оборудо вания	Год ввода в эксплу атацию	Произв одитель ность, м3/час	Примечание
1	г. Костанай	Федор овская трасса, 1 км	ТОО "TransGas Metan"			1000	ввод планируется в 2022 году.

**Таблица 6.2.4 – Прогнозная цена реализации КПГ в РК, тенге (с учетом НДС)**

2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
94	98	103	107	112	117	122	128	134

Рост цен на КПГ в 2022 году по сравнению с предыдущим периодом связан и зависит от роста цен на сырье - товарный газ, для производителей компримированного и (или) сжиженного природного газа. Действующие цены розничной реализации товарного газа указаны в таблице 6.2.5.

**Таблица 6.2.5 – Цены для юридических лиц, приобретающих товарный газ для производства компримированного и (или) сжиженного природного газа в целях дальнейшей реализации потребителям (тенге/1000 м<sup>3</sup> без учета НДС)**

Регион	Без учета тарифа на транспортировку товарного газа по газораспределительным системам	С учетом тарифа на транспортировку товарного газа по газораспределительным системам
Костанайская область	34 059,73	38 728,78

Эффекты от развития рынка газомоторного топлива в РК:

- Снижение парникового эффекта при ежегодном замещение 400 тыс. тонн ДТ составит порядка 340 тыс. тонн в эквиваленте CO<sub>2</sub>.
- Улучшение экологической обстановки в городах и населенных пунктах вдоль автомагистралей - снижение вредных выбросов.
- Экономия расходов на моторное топливо (340 млрд. тенге за 7 лет эксплуатации газомоторного парка автомобилей 12 тыс. ед.).
- Экономия бюджетов МИО - снижение объемов субсидии автоперевозчикам (16,5 млрд. тенге – за 5 лет эксплуатации парка 200 автобусов).
- Снижение дефицита ДТ и нагрузки на отечественные НПЗ (перенос сроков строительства 4-го НПЗ).
- Создание новых рабочих мест – 1500 ед.
- Создание благоприятных условий международным автоперевозчикам на МТМ ЕЭК в рамках транспортной транзитной стратегии РК.
- Газификация сжиженным природным газом автомагистралей и населенных пунктов в не газифицированных районах РК.

Несмотря на эффекты от развития рынка газомоторного топлива в РК, включающих высокое ценовое преимущество, экологическую чистоту и технологические возможности природного газа, реализация Плана мероприятий по строительству производственно-сбытовой инфраструктуры природного газа в РК идет низкими темпами.

Основными причинами неисполнения целевых индикаторов Плана являются:

- Отсутствие мер государственной поддержки и стимулирования участников рынка газомоторного топлива: слабая инвестиционная привлекательность из-за отсутствия комплексной программы и серьезной поддержки со стороны государства в виде преференций, льгот и субсидирования.
- Нарушение принципа синхронизации между газовой и транспортной отраслями связанных с отсутствием межотраслевого скординированного взаимодействия и низкой заинтересованностью уполномоченных государственных органов, ведомств и акиматов, включая:
  - Систематические Кадровые изменения и неполный состав межотраслевой рабочей группы ответственной за координацию и исполнения мероприятия Плана;
  - Отсутствие/длительность процедур выделения земельных участков для строительства АГНКС в городах и КриоАЗС на МТМ ЕЗК;
  - Низкую заинтересованность местных исполнительных органов по закупу автобусов использующих природный газ в качестве моторного топлива;
  - Неопределенность по графику финансирования и обновления автобусных парков в рамках «Государственной программы развития туристской отрасли Республики Казахстан на 2019-2025 годы»;
  - Неопределенность по объему потребления СПГ на МТМ ЕЗК магистральным, в том числе транзитным автотранспортом;
- Отсутствие НПА и НТД по обеспечению безопасной эксплуатации автотранспорта, а также СН РК по проектированию и строительству КриоАЗС и заводов по производству СПГ.

**Предложения:** Необходимо разработать межотраслевую **«Комплексную программу по Декарбонизации транспортного сектора Республики Казахстан до 2030 года»** со статусом инвестиционного приоритетного проекта Государственной программы индустриально-инновационного развития РК.

В Комплексной программе, по опыту передовых стран, России, Узбекистана отразить главные задачи:

- 1) Гарантированные поставки газа для производства продукта с высокой добавленной стоимостью - КПГ/СПГ;
- 2) Либерализация рынка газомоторного топлива с широким привлечением внешних и внутренних инвесторов;
- 3) Меры государственной поддержки и стимулирования на всех этапах развития рынка газомоторного топлива;
- 4) Создание сбалансированной системы взаимоотношений между государственными органами, ведомствами и акиматами с участниками газомоторного рынка, на всех уровнях от производителей до потребителей.

## 7. ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕАЛИЗАЦИИ РЕГИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ГАЗИФИКАЦИИ

Региональная схема газификации Костанайской области сформирована как комплексный проект, в котором взаимосвязаны все составляющие – социально-экономическое развитие области, оценка ресурсной базы, развитие газотранспортной системы, технические и инвестиционные параметры объектов газификации региона.

Положительная динамика социально-экономического развития области является одним из стимулирующих факторов эффективности развития инвестиционных и инфраструктурных проектов, в частности проведения мероприятий по газификации населенных пунктов регионов.

Одним из главных результатов газификации региона станет перевод и обеспечение потребностей населения, социальной сферы и предприятий отраслей области за счет внутриреспубликанских ресурсов газа.

Между тем, важным фактором развития газовой отрасли республики является сохранение синхронного наращивания мощностей в добыче и транспортировке газа, учитывающего не только паритет абсолютных значений мощности, но и необходимость обеспечения природным газом различных регионов республики с учетом их перспективной потребности.

С целью решения этой задачи в рамках реализации региональной схемы газификации представлены перспективные периоды развития газотранспортной системы и инфраструктуры, предусматривающие реализацию перспективных проектов.

Основными источниками инвестиционных ресурсов являются республиканские и местные бюджетные средства, при одновременном расширении участия инвесторов в инфраструктурных проектах через механизм государственно-частного партнерства. Предполагается, что до 2030 на реализацию строительства объектов газоснабжения будет инвестировано порядка 77,2 млрд. тенге. Для достижения прогнозных показателей газификации населенных пунктов области до 2025 года необходимый объем инвестиционных ресурсов составит порядка 21,169 млрд.тенге, до 2030 года – 77,2 млрд.тенге.

Увеличение объемов потребления природного газа до 1040 млн.м<sup>3</sup> газа и охватом газификацией населения до 65%, позволит снизить экологическую нагрузку на окружающую среду и улучшить социально-экономическое состояние сельских территорий, что положительно также скажется на повышении занятости и уровне жизни населения.

На основе параметров развития газовой отрасли региона определены технические параметры газотранспортной системы области и разрезе районов. Вследствие чего, одним из аспектов положительной динамики реализации перспективных мероприятий газификации региона является обеспечение потребностей в качественных материально-технических ресурсах.

Развитие газовой отрасли республики неразрывно связано с производствами по выпуску металлорудукции, с ее техническими и производственными возможностями обеспечивать потребность предприятий отрасли в трубах с учетом возрастающих требований к надежности и эффективности газотранспортных систем.

Динамичное развитие газового сектора позволит обеспечить поступательное движение всех отраслей экономики Костанайской области, в частности обеспечит экономический эффект в виде налоговых поступлений от строительства объектов газификации и реализации газа, позволит решить проблемы энергонезависимости области. Вопрос обеспечения потребностей газотранспортной системы продукцией отечественного производства должно стать одной из важных задач металлургической отрасли. Решение данной задачи повысит уровень казахстанского содержания в нефтегазовой отрасли, что в свою очередь также окажет поступательное влияние на развитие смежных отраслей экономики республики.

Развитие в регионе рынка природного газа и совершенствование структуры энергобаланса способно обеспечить мультиплекативный эффект для региональной экономики и стать одним из факторов, обеспечивающих устойчивое развитие Костанайской области.

Реализация программы повысит социальный уровень населения, в частности снизит затраты населения на приобретение топлива и, главное, повысит комфортность проживания в индивидуальных домах.

Перевод объектов социальной сферы на снабжение природным газом приведет к снижению бюджетов расходов, а использование газа в качестве моторного топлива заметно улучшит эксплуатационные показатели автомобилей. При этом будут достигаться как скрытый (связанный с качеством производимой продукции при использовании газа и комфортностью его использования для бытовых нужд), так прямой экономический эффекты от снижения стоимости используемых энергоносителей, путем замещения газом нефтепродуктов и сжиженного газа, открытия новых производств на базе использования природного газа.

Дифференциация цен на природный газ в регионах республики создают предпосылки в одних регионах страны переход на альтернативные источники топлива в виду удорожания тарифов на природный газ, в других к не рациональному использованию ресурсов в виду дешевизны поставляемого топлива. В результате при свободных ценах на альтернативные виды топлива и потребляемую газовой отраслью промышленную продукцию в газовом комплексе республики формируют дефицит средств, необходимых для поддержания технического состояния объектов и развития газовой отрасли страны в долгосрочной перспективе. Также при заниженном уровне тарифов на газ у потребителей утрачиваются стимулы к энергосбережению, что ведет к нерациональному использованию ресурсов.

Вследствие чего, предлагается при разработке Генеральной схемы газификации Республики Казахстан предусмотреть меры и мероприятия реализации последовательной государственной политики в области ценообразования в газовой отрасли, а также в области газо- и энергосбережения, что позволит обеспечить наиболее эффективное использование инвестиционных средств, рациональное и комплексное расходование невосполнимого ископаемого ресурса – природного газа.

Также при разработке Генеральной схемы предусмотреть совершенствование механизмов государственного регулирования в сфере лицензирования и недропользования, налогообложения и таможенной политики, энергетической безопасности и экологии.

Комплексный подход к вопросам развития газовой отрасли при разработке Генеральной схемы газификации позволит обеспечить оптимальное сочетание мощностей в добывче и транспортировке газа с учетом сезонного регулирования режимов, исходя из потребностей внутреннего и внешнего рынков при совершенствовании топливно-энергетических балансов регионов и выявлении оптимальных пропорций энергетических ресурсов.

Разработка Генеральной схемы газификации должна базироваться на сбалансированных, согласованных на государственном уровне прогнозах развития экономики и топливно-энергетического комплекса республики. Представленные в Региональной схеме газификации Костанайской области показатели необходимо актуализировать с учетом следующих факторов:

- принятия государственных документов, определяющих долгосрочные стратегические ориентиры развития экономики и топливно-энергетического комплекса страны;
- темпов развития и реализации программ нефтегазовой отрасли;
- рационального подхода потребления природных ресурсов с учетом комплексного использования;
- инвестиционной политики и возможностей недропользователей;
- конъюнктурных и структурных изменений на международных рынках энергоносителей.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1****ПРОГНОЗНЫЕ ОБЪЕМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В РАЗРЕЗЕ РАЙОНОВ КОСТАНАЙСКОЙ ОБЛАСТИ**

Наименование регионов и областей	Всего н/п	Колич. газифиц. н/п природным газом	% охвата газификацией природным газом населенных пунктов	ИТОГО:	Потребление газа, млн.м3				
					Текущее по существующим потребителям	в том числе:			
						Население	ТЭК и котельные	Коммунально-бытовые и социальные объекты	Промышленные потребители
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
Костанайская область									
2021 г.	527	78	15%	994	994	197,6	287,4	17,2	491,4
2022 г.	526	83	16%	993	993	199	286	17	490
2023 г.	526	88	17%	992	992	200	285	18	488
2024 г.	526	92	18%	991	991	202	284	18	487
2025 г.	510	97	19%	990	990	203	283	18	486
2026 г.	526	101	19%	1000	1000	206	286	18	490
2027 г.	526	105	20%	1010	1010	208	288	19	495
2028 г.	526	109	21%	1020	1020	211	290	19	500
2029 г.	526	113	21%	1030	1030	214	292	19	505
2030 г.	527	117	22%	1040	1040	216	294	19	510
в том числе по районам области:									
Костанай Г.А.									
2021 г.	1	1	100%		362	62,3	140	10,8	149,0

2025 г.	1	1	100%		363	62,9	140	10,9	149,0
2030 г.	1	1	100%		363	63,1	140	11,0	149,3
Рудный Г.А.									
2021 г.	4	4	100%		357	25	97,143	0,339	235
2025 г.	4	4	100%		348	25,179	97	0,353	225
2030 г.	4	4	100%		348	25,179	97	0,36	225
Лисаковск Г.А.									
2021 г.	3	3	100%		57	4,788	26,442	0,106	26
2025 г.	3	3	100%		58	4,836	26,706	0,108	26
2030 г.	3	3	100%		58	4,94	26,706	0,11	26,662
Алтынсаринский район									
2021 г.	25	7	28%		6	2,873		0,19	3
2025 г.	25	8	32%		6	3,045		0,202	3,045
2030 г.	25	8	32%		7	3,197		0,212	3,197
Аулиекольский район									
2021 г.	33	2	6%		55	36	1,417	2,087	15
2025 г.	33	5	15%		65	38,238	3,879	2,108	20,392
2030 г.	33	7	21%		69	40,765	3,879	2,256	22,241
Денисовский район									
2021 г.	26	18	69%		15	10,638	0,08	0,736	4
2025 г.	26	19	73%		16	11,064	0,084	0,765	4,406
2030 г.	26	19	73%		16	11,168	0,084	0,768	4,411
Житикаринский район									

2021 г.	19	3	16%		39	6,36	10,65	0,35	21,2
2025 г.	19	4	21%		41	7,82	11,13	0,90	21,3
2030 г.	19	5	26%		42	7,90	11,66	0,91	21,6
Камыстынский район									
2021 г.	17	1	6%		34	5,64	9,44	0,31	18,8
2025 г.	17	4	24%		36	6,93	9,87	0,80	18,89
2030 г.	17	8	47%		37	7,00	10,34	0,81	19,14
Карабалыкский район									
2021 г.	44	12	27%		20	13,871		0,692	5,145
2025 г.	44	15	34%		21	14,637		0,73	5,429
2030 г.	44	17	39%		21	14,806		0,78	5,49
Карасуский район									
2021 г.	41		0%						
2025 г.	41		0%						
2030 г.	41		0%						
Костанайский район									
2021 г.	52	18	35%		33	21,96	0,86	1,27	9,15
2025 г.	52	20	38%		39	23,33	2,37	1,29	12,44
2030 г.	52	23	44%		42	24,87	2,37	1,38	13,57
Сарыкольский район									
2021 г.	26		0%						
2025 г.	26		0%						
2030 г.	26		0%						

Район им. Беймбета Майлина									
2021 г.	34	7	21%		15	8,148	1,383	0,254	5,06
2025 г.	34	13	38%		16	9,044	1,535	0,282	5,59
2030 г.	34	13	38%		17	9,134	1,535	0,285	5,654
Федоровский район									
2021 г.	49	2	4%		0				
2025 г.	49	5	10%		17	2,865	0,691	0,325	12,999
2030 г.	49	8	16%		19	4,119	0,691	0,416	13,746
Аркалык г.а									
2021 г.	19		0%						
2025 г.	19		0%						
2030 г.	19		0%						
Амангельдинский район									
2021 г.	30		0%						
2025 г.	30		0%						
2030 г.	30		0%						
Джангельдинский район									
2021 г.	22		0%						
2025 г.	22		0%						
2030 г.	22		0%						
Мендкаринский район									
2021 г.	39		0%						
2025 г.	39		0%						

2030 г.	39	1	3%						
Наурзумский район									
2021 г.	11		0%						
2025 г.	11		0%						
2030 г.	11		0%						
Узункольский район									
2021 г.	32		0%						
2025 г.	32		0%						
2030 г.	32		0%						
Объекты промышленности									
2021 г.									
2025 г.									15
2030 г.									15

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

## ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ ГАЗИФИКАЦИИ В РАЗРЕЗЕ РАЙОНОВ КОСТАНАЙСКОЙ ОБЛАСТИ

Этапы строительства	Колич. газифицируемых н/п	Численность дополнительно газифицируемого населения	Газопр овод- отвод на АГРС	АГРС	Межпоселко вые газопроводы высокого давления	Головны е ПРГ	Внутрипоселковые и внутригородские распределительные газопроводы	Индивидуальны е ШП	Группо вые ШРП
	ед.	чел	км	шт	км	шт	км	шт	шт
<b>Костанайская область</b>									
2025 г.	23	38843	94,20	3	348,00	28	584,80		97
2030 г.	16	25787			183,50	17	319,20		53
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>39</b>	<b>64630</b>	<b>94,20</b>	<b>3</b>	<b>531,50</b>	<b>45</b>	<b>904,00</b>		<b>150</b>
в том числе по районам области:									
<b>Костанай г.а</b>									
2025 г.									
2030 г.									
<b>Итого до 2030 г.</b>									
<b>Рудный г.а</b>									
2025 г.									
2030 г.									
<b>Итого до 2030 г.</b>									
<b>Лисаковск г.а</b>									
2025 г.									
2030 г.									
<b>Итого до 2030 г.</b>									
<b>Алтынсаринский район</b>									
2025 г.	1	1391			12	1	15		2

2030 г.									
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>1</b>	<b>1391</b>			<b>12</b>	<b>1</b>	<b>15</b>		<b>2</b>
<b>Аулиекольский район</b>									
2025 г.	3	10800			106	3	120		19
2030 г.	2	3140				2	35		6
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>5</b>	<b>13940</b>			<b>106</b>	<b>5</b>	<b>155</b>		<b>25</b>
<b>Денисовский район</b>									
2025 г.	1	542			5	1	7		2
2030 г.									
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>1</b>	<b>542</b>			<b>5</b>	<b>1</b>	<b>7</b>		<b>2</b>
<b>Житикаринский район</b>									
2025 г.	1	7468			4,0	3	97		15
2030 г.	1	1196			27	2	16		3
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>2</b>	<b>8664</b>			<b>31</b>	<b>5</b>	<b>113</b>		<b>18</b>
<b>Камыстинский район</b>									
2025 г.	3	2700			55	3	35		8
2030 г.	4	3016			50	4	39		7
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>7</b>	<b>5716</b>			<b>105</b>	<b>7</b>	<b>74</b>		<b>15</b>
<b>Карабалыкский район</b>									
2025 г.	3	1186			17	3	15		4
2030 г.	2	913			30	2	7		2
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>5</b>	<b>2099</b>			<b>47</b>	<b>5</b>	<b>22</b>		<b>6</b>
<b>Костанайский район</b>									
2025 г.	2	4786		2	25	5	166,2		25
2030 г.	3	2237			31	3	29		5
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>5</b>	<b>7023</b>		<b>2</b>	<b>56</b>	<b>8</b>	<b>195,2</b>		<b>30</b>
<b>Мендыкаринский район</b>									
2025 г.			94,2	1					

2030 г.	1	10476		0,5	1	136,2		20
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>1</b>	<b>10476</b>	<b>94,2</b>	<b>1</b>	<b>0,5</b>	<b>1</b>	<b>136,2</b>	<b>20</b>
<b>Район им. Беймбета Майлина</b>								
2025 г.	6	5972		39	6	77,6		13
2030 г.								
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>6</b>	<b>5972</b>		<b>39</b>	<b>6</b>	<b>77,6</b>		<b>13</b>
<b>Федоровский район</b>								
2025 г.	3	3998		85	3	52		9
2030 г.	3	4809		45	3	57		10
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>6</b>	<b>8807</b>		<b>130</b>	<b>6</b>	<b>109</b>		<b>19</b>

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3****УКРУПНЕННАЯ СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ ГАЗИФИКАЦИИ В РАЗРЕЗЕ РАЙОНОВ КОСТАНАЙСКОЙ ОБЛАСТИ**

Этапы строительства	Колич. газифиц. н/п	Газопровод-отвод на АГРС	АГРС	Межпоселковые газопроводы высокого давления	Головные ПРГ	Внутрипоселковые и внутригородские распределительные газопроводы	Индивидуальные ШП	Групповые ШРП	Потребность в инвестициях
	ед.	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
<b>Костанайская область</b>									
2025 г.	23	13047	5966	15620	2510	18645	0	244	56031
2030 г.	16	0	0	9473	1433	10130	0	134	21169
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>39</b>	<b>13047</b>	<b>5 966</b>	<b>25 093</b>	<b>3 943</b>	<b>28775</b>	<b>0</b>	<b>378</b>	<b>77201</b>
в том числе по районам области:									
<b>Костанай г.а</b>									
2025 г.	0								
2030 г.	0								
<b>Итого до 2030 г.</b>									
<b>Рудный г.а</b>									
2025 г.	0								
2030 г.	0								
<b>Итого до 2030 г.</b>									
<b>Лисаковск г.а</b>									
2025 г.	0								
2030 г.	0								
<b>Итого до 2030 г.</b>									
<b>Алтынсаринский район</b>									
2025 г.	1			337	90	493		5	925
2030 г.	0								0
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>337</b>	<b>90</b>	<b>493</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>925</b>
<b>Аулиекольский район</b>									

2025 г.	3			5579	269	3827,0		48	9723
2030 г.	2				179	1113,0		15	1307
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5 579</b>	<b>448</b>	<b>4940</b>	<b>0</b>	<b>63</b>	<b>11030</b>
<b>Денисовский район</b>									
2025 г.	1			100	89,5	224		5	419
2030 г.	0								0
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>90</b>	<b>224</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>419</b>
<b>Житикаринский район</b>									
2025 г.	1			80	269	3087		38	3474
2030 г.	1			1315	90	494		8	1907
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 395</b>	<b>359</b>	<b>3581</b>	<b>0</b>	<b>46</b>	<b>5381</b>
<b>Камыстынский район</b>									
2025 г.	3			1546	269	1 116		20	2951
2030 г.	4			1405	358	1 247		18	3028
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2 951</b>	<b>627</b>	<b>2363</b>	<b>0</b>	<b>38</b>	<b>5979</b>
<b>Карабалыкский район</b>									
2025 г.	3			421	269	490		10	1190
2030 г.	2			1461	179	208		5	1853
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 882</b>	<b>448</b>	<b>698</b>	<b>0</b>	<b>15</b>	<b>3043</b>
<b>Костанайский район</b>									
2025 г.	2		3866	629,6	448	5 286		62,5	10292
2030 г.	3			701	268,5	925		12,5	1907
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>3 866</b>	<b>1 331</b>	<b>717</b>	<b>6211</b>	<b>0</b>	<b>75</b>	<b>12199</b>
<b>Мендыкаринский район</b>									
2025 г.	0	13046,7	2100						15147
2030 г.	1			10	89,5	4330,8		50	4480
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>1</b>	<b>13047</b>	<b>2 100</b>	<b>10</b>	<b>90</b>	<b>4331</b>	<b>0</b>	<b>50</b>	<b>19627</b>
<b>Район им. Беймбета Майлина</b>									
2025 г.	6			982,5	537	2 469		32,5	4021
2030 г.	0								0

<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>983</b>	<b>537</b>	<b>2469</b>	<b>0</b>	<b>33</b>	<b>4021</b>
<b>Федоровский район</b>									
2025 г.	3			5945	<b>269</b>	1 653		<b>23</b>	7890
2030 г.	3			4581	<b>269</b>	1 812		<b>25</b>	6687
<b>Итого до 2030 г.</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10 526</b>	<b>538</b>	<b>3465</b>	<b>0</b>	<b>48</b>	<b>14577</b>