

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ  
ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ

Л.Н. ГУМИЛЕВ АТЫНДАҒЫ ЕУРАЗИЯ ҰЛТТЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ  
КӨЛІК – ЭНЕРГЕТИКА ФАКУЛЬТЕТІ



***«КӨЛІК ЖӘНЕ ЭНЕРГЕТИКАНЫҢ ӨЗЕКТІ МӘСЕЛЕЛЕРІ:  
ИННОВАЦИЯЛЫҚ ШЕШУ ТӘСІЛДЕРІ» XI ХАЛЫҚАРАЛЫҚ  
ҒЫЛЫМИ-ТӘЖІРИБЕЛІК КОНФЕРЕНЦИЯСЫНЫҢ БАЯНДАМАЛАР  
ЖИНАҒЫ***

***СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ  
XI МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО – ПРАКТИЧЕСКОЙ  
КОНФЕРЕНЦИИ: «АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТРАНСПОРТА И  
ЭНЕРГЕТИКИ: ПУТИ ИХ ИННОВАЦИОННОГО РЕШЕНИЯ»***

***PROCEEDINGS OF THE XI INTERNATIONAL SCIENTIFIC-PRACTICE  
CONFERENCE «ACTUAL PROBLEMS OF TRANSPORT AND ENERGY:  
THE WAYS OF ITS INNOVATIVE SOLUTIONS»***

Астана, 2023

**УДК 656+620.9**  
**ББК 39+31**  
**А43**

**Редакционная коллегия:**

Председатель – Курмангалиева Ж.Д. Член Правления – Проректор по науке, коммерциализации и интернационализации; Заместитель председателя – Кокаев У.Ш. декан транспортно-энергетического факультета, к.т.н., доцент; Султанов Т.Т. – заместитель декана по научной работе, к.т.н., доцент; Арпабеков М.И. – заведующий кафедрой «Организация перевозок, движения и эксплуатация транспорта», д.т.н., профессор; Тогизбаева Б.Б. – заведующий кафедрой «Транспорт, транспортная техника и технологии», д.т.н., профессор; Байхожаева Б.У. – заведующий кафедрой «Стандартизация, сертификация и метрология», д.т.н., профессор; Сакипов К.Е. – заведующий кафедрой «Теплоэнергетика», к.т.н., доцент; Жакишев Б.А. – заведующий кафедрой «Электроэнергетика», к.т.н., доцент.

**А43 Актуальные проблемы транспорта и энергетики:** пути их инновационного решения: XI Международная научно – практическая конференция, г. Астана, 16 марта 2023/Подгот. Ж.Д. Курмангалиева, У.Ш. Кокаев, Т.Т. Султанов – Астана, 2023. – 709с.

**ISBN 978-601-337-844-2**

В сборник включены материалы XI Международной научно – практической конференции на тему: «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения», проходившей в г. Астана 16 марта 2023 года.

Тематика статей и докладов участников конференции посвящена актуальным вопросам организации перевозок, движения и эксплуатации транспорта, стандартизации, метрологии и сертификации, транспорту, транспортной техники и технологии, теплоэнергетики и электроэнергетики.

Материалы конференции дают отражение научной деятельности ведущих ученых дальнего и ближнего зарубежья, Республики Казахстан и могут быть полезными для докторантов, магистрантов и студентов.



## АНАЛИЗ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

**Кожамет Досымхан Жасуланулы**

*dkojahmet@mail.ru*

Магистрант кафедры «Теплоэнергетики» ЕНУ им. Л.Н.Гумилева, Астана, Казахстан

**Сакипов Камалхан Еркешевич**

*ksakipov@mail.ru*

к.т.н., доцент кафедры «Теплоэнергетика», ЕНУ им. Л.Н.Гумилева, Астана, Казахстан

Попутный нефтяной газ (ПНГ) — смесь различных газообразных углеводородов, растворенных в нефти; выделяющихся в процессе добычи и подготовки нефти. К нефтяным газам также относят газы, выделяющиеся в процессах термической переработки нефти (крекинга, риформинга, гидроочистки и др.), состоящие из предельных (метана) и непредельных (этилена) углеводородов. [1] Нефтяные газы применяют как топливо и для получения различных химических веществ. Из нефтяных газов путём химической переработки получают пропилен, бутилены, бутадиен и др., которые используют в производстве пластмасс и каучуков. Калорийность попутного нефтяного газа зависит от состава газа и может колебаться от 9 до 11 МДж/куб.м. [2].

В целом, ПНГ используется в народном хозяйстве для технических нужд самих добывающих компаний, для закачки в пласт и поддержания пластового давления, а также в качестве нефтехимического сырья и источника энергии [3].

АО «ПетроКазахстанКумколь Ресорсиз» по данным 2023 года использует ПНГ на собственные нужды: подогрев нефти в системе подготовки нефти, выработка электроэнергии ГТЭС, также закачка газа в газовую шапку Ю-І горизонта. [4]

Состав газа АО «ПККР» представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Состав газа ПНГ месторождении АО «ПККР»

Компоненты	% от объема			
	Кумколь	Южный Кумколь	Восточный Кумколь	Северный Нуралы
Метан CH <sub>4</sub>	40,55	33,4	22,39	57,835
Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	12,47	23,1	12,54	14,395
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	19,65	25,95	18,25	12,32
Изо-бутан i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	5,63	9,58	11,33	0,58667
n-бутан n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	10,82	5	15,28	1,13333
Изо-пентан i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2	0,445	6,99	0,24
n-пентан n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2,09	0,3	5,55	0,28
2,3 диметилбутан	0	0	2,14	0,193
3 диметилпропан	1,28	0	0	0
Азот N <sub>2</sub>	5,48	0,29	4,77	1,32667
Углекислый газ CO	0,21	0,295	0,76	0,68667
Сероводород H <sub>2</sub> S	Отс.	отс	Отс.	Отс.
Итого:	100	100	100	100
Относительная плотность по воздуху, г/л	1,1431	1,2505	1,712	0,99

Добыча газа на нефтяных месторождении растет каждый год. По данным АО НК «КазМунайГаз» можно определить тенденцию роста газа.

За базовый 2022 год крупная компания АО НК «КазМунайГаз» увеличил объем добычи газа до 8241 млн м<sup>3</sup>.

Добыча нефти на Тенгизе выросла на 9,9%, составив 5 836 тыс. тонн (128 тыс. барр. в сутки). Добыча попутного газа увеличилась на 9,3%, составив 3 229 млн м<sup>3</sup>. Увеличение добычи произошло из-за ограничения на добычу в рамках соглашения ОПЕК+ в 2021 году и отсутствия ограничения в 2022 году.

ГПЗ ТОО «Тенгизшевройл» имеет технологический комплекс центрального пункта сбора (ЦПС), включающий КТЛ-1 и КТЛ-2, обеспечивает работу производств по полной технологической схеме: подготовку нефти, очистку и переработку газа, и получение серы. В настоящее время сырье с промысла проходит очистку и подготовку на 3-х технологических линиях КТЛ-1 и КТЛ-2 (4 нитки) и КТЛ-2.3 (5-я нитка).

Технологическая схема подготовки нефти и газа КТЛ-1 и КТЛ-2 и КТЛ-2.3 (5-я нитка) аналогичны. В каждую технологическую линию входит набор следующих установок:

- 1) Установки 160/200 – подготовка нефти, состоящая из двух технологических линий;
- 2) Установка 300 – очистка газа от сероводорода и углекислоты раствором диэтанолamina (ДЭА);
- 3) Установка 400 – получение серы (Клаус-процесс);
- 4) Установка 500 (доочистка хвостовых газов);
- 5) Установка 600 (хранение и отгрузка жидкой и твердой серы);
- 6) Установка 700 (переработка очищенного углеводородного газа);
- 7) Установки 800 (переработка кислой воды);
- 8) Установка 900 (получение энергосредств);
- 9) Установка 1000 (Факельное хозяйство и система закрытого дренажа);
- 10) Установка ДМК (демеркаптанализация товарной нефти);
- 11) Цех грануляции серы;
- 12) Завод по производству гранулированной серы;
- 13) Установка закачки сточных вод (УЗСВ);
- 14) Химреагентное хозяйство (ХРХ);

Также в месторождении Тенгиз имеются установка для закачки сырого газа в пласт. Установка закачки сырого газа (ЗСГ) предназначена для закачки сырого газа в нагнетательные скважины, расположенные на платформе нефтеносного пласта на Тенгизе.

Закачка сырого газа приводит к повышению нефтеотдачи Тенгизского месторождения. Это также снижает нагрузку на завод ЗВП, так как уменьшает объёмы сырого газа, предназначенного для очистки и переработки, получаемые на установки сепарации нефти, также приводит к снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет резкого снижения объема сжигания углеводородных газов на факелах и снижения объемов производства серы.

Технологический комплекс закачки сырого газа (ЗСГ) состоит из четырех основных участков:

- объекты, расположенные на компрессорной площадке;
- вспомогательные установки;
- объекты, находящиеся на месторождении (скважины и обслуживающие их системы);
- инфраструктура.

ЗСГ включает следующие установки:

- установка 8600 – система подачи сырого газа с ЗВП;
- установка 1900 – система приема топливного газа и учета закачиваемого газа;
- установка 2600 – слагкетчер (оборудование для отвода жидкости на входе основной технологической нитки компрессора закачки), система конденсата;
- установка 2900 – нитка компрессора на закачку, включающая 3-х ступенчатый компрессор с турбинным приводом, промежуточные каплеотбойные сепараторы и теплообменники воздушного охлаждения, систему компрессора уплотнительного газа, и блок подготовки топливного газа;

- установка 9100 – система снабжения деминерализованной и технической водой;
- установка 9200 – другие вспомогательные системы – противопожарной защиты, технического воздуха/ воздуха КИ, азота, топливного газа, системы обогрева смесью этиленгликоля и воды;
- установка 1000 – факельная система, закрытая дренажная система и система сбора смазочных материалов;
- установка 5700 – нагнетательные трубопроводы высокого давления;
- установка 2000 – нагнетательные скважины на месторождении;
- установка 2100 – наблюдения / испытания.

Объекты ЗСГ рассчитаны на закачку 241000 нм<sup>3</sup>/ч (204 млн. норм. куб. футов в сутки) сырого газа. [5]

В месторождении Кашагане добыча сырого газа выросла на 7,3% и составила 877 млн. м<sup>3</sup>. В связи с увеличением добычи попутного газа необходимость ГПЗ и улучшение технологии по утилизации ПНГ возрастает. [6] В связи с увеличением выработки ПНГ в 2021 году началась строительство ГПЗ мощностью 1 млрд м<sup>3</sup>. Направление ГПЗ составлено на реализацию крупных проектов по производству полиэтилентерефталата мощностью до 1 млн т/год, полиэтилена мощностью – 1,25 млн т/год и бутадиена мощностью в 186 тыс. т/год. Запуск самого завода запланирован на 2024 год.

Мощность переработки - до 1 млрд м<sup>3</sup>/год сырого сернистого газа из которого будет производиться:

- 815 млн м<sup>3</sup>/год - товарного газа и 119 тыс. т/год сжиженного газа;
- 212 тыс. т/год серы;
- 35 тыс. т/год газового конденсата.

К 2025 г. предполагается завершение проектов по строительству парогазовых установок с маневренным режимом в южных регионах страны суммарной мощностью около 1000 МВт. На 2023 год завод все еще строится. [7]

В месторождении Карачаганак добыча увеличилась на 2,4% и составила 1944 млн м<sup>3</sup> из-за увеличения обратной закачки сырого газа на установке комплексной подготовки газа. На Карачаганакском нефтегазоконденсатном месторождении в год в среднем добывается 10-11 млн тонн нефти и около 19-20 млрд куб. м сырого газа. Жидкие углеводороды отгружаются на экспорт по трубопроводам, то более половины сырого газа закачивается обратно в пласт, а оставшаяся часть отправляется на переработку в ОГПЗ(Оренбургский газоперерабатывающий завод). В Карачаганаке также в 2023 год планируется построить ГПЗ мощностью 4,5 млрд. куб в год.

Если говорить про крупные организации которые уже внедрили и полноценно используют утилизацию попутного газа, то к ним можно отнести АО «Мангистаумунайгаз». АО «Мангистаумунайгаз» одна из крупнейших организации, которые занимается нефтедобычей и ее транспортировкой.

В настоящее время АО «Мангистаумунайгаз» поставляет сырую нефть по магистральному нефтепроводу Омск-Павлодар на Павлодарский НПЗ по схеме взаимобмена с российской стороной на давальческой основе.

Все энергоресурсы - электроэнергию, пар, сан- и промтеплофикационную воду завод получает от Павлодарской ТЭЦ-3. Сбережение энергоресурсов - одна из основных задач энергослужбы. Помогает решать эту проблему эксплуатация на заводе котлов-утилизаторов установок, которые позволяют использовать тепловую энергию своих же технологических процессов на собственные нужды, а не брать у ТЭЦ-3 дополнительно. В этом числе и подача собственного пара от котлов-утилизатора установки прокалки кокса на очистные сооружения и центральную конденсатную станцию значительно экономит средства завода.

АО «Мангистаумунайгаз» разрабатывает 15 месторождений – месторождение Каламкас и 14 месторождений Жетыбайской группы, которые находится в последней стадии разработки месторождений. Согласно законодательству Республики Казахстан сжигание газа запрещено, кроме технологически неизбежного сжигания. [8]

Ежегодно АО «Мангистаунагаз» разрабатывает Программу развития газа и получает Разрешения на технологически неизбежное сжигание газа только на период остановки ТОО «Каз ГПЗ» на планово-предупредительные работы сроком на 3-5 суток.

Утилизация газа месторождения Каламкас составляет 100 %. Весь добытый природный и попутный газ используется на собственные нужды и реализуется потребителям, сжигание не предусмотрено.

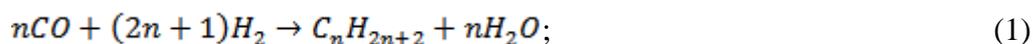
Утилизация газа месторождений Жетыбайской группы за период 2018-2020 гг составляет от 99,4 до 99,9 %, из них: на собственные нужды от 29 до 38 %; реализация потребителям от 60 до 70%; технологически неизбежное сжигание от 0,1 до 0,2%.

Таблица 2 - Показатели за 2019-2021 г.г. по утилизированной ПНГ

Показатели (тыс.м <sup>3</sup> )	2019	2020	2021
Ресурсы газа	787 852	667 153	751 193
Сожжено на факел	757(0,1%)	1 236(0,2%)	1 326(0,2%)
Использовано на собственные нужды	301 735(38%)	191 145(29%)	229 917(31%)
Реализация потребителям	485 360(61%)	474 773(71%)	519 952(69%)
Утилизация газа	787 095(99,9%)	665 918(99,8%)	749 867(99,8%)

Интенсивность факельного сжигания газа по АО «Мангистаунагаз» по отношению к объему добычи углеводородного сырья составляет – 2018 г – 0,092, 2019 г – 0,094, 2020 г – 0,163, 2021 г – 0,178.[9]

Метод Фишера-Тропша используется большинство странами и производят топливо на основе газа и угля. Сам процесс был придуман во времена Второй Мировой Войны в территории нынешней Германии. Сам процесс является как восстановление олигомеризацию оксида углерода:



Оба реакции являются экзотермичны со значительным выделением тепла около 165кДж/моль по монооксиду углерода.

В настоящее время данный метод используется компанией Shell. Они синтезируют природный газ в малосернистое дизельное топлив. Также маленькая американскаяRentech сосредоточена на преобразовании заводов производящих азотистых удобрений при помощи синтеза использованием природного газа.

Если говорить про использование попутного газа, то в 2015 году группа под названием «GTL Infrastructure» которая до этого времени запатентовала новое поколение технологии производства жидкого синтетического топлива на базе синтеза Фишера-Тропша из попутного газа ввела в эксплуатацию катализаторную фабрику. Производство имеет мощность 15 тонн в год. Задачей фабрики является производство катализаторов для завода GTL Infrastructure, а также разработка процессов производства новых модификаций катализатора в промышленных масштабах. В 2016 году компания GTL Infrastructure спроектировала и построила модульный транспортабельный завод GTL Infrastructure (газ — в жидкость) по переработке природного и попутного газа в синтетическую нефть M100 в г. Уортон (Техас, США). [10]

Синтез Фишера-Тропша позволяет получать из природных горючих ископаемых, используемых в настоящее время преимущественно как топливо для тепло- и электростанций (уголь, природный газ) или вовсе сжигаемых на факелах либо выбрасываемых в атмосферу (попутный нефтяной газ), высококачественные моторные топлива и ценное сырье для последующего химического синтеза. Преимущественно по первому пути идет развитие технологий компании Shell, процессы же фирмы Sasol сочетают оба направления. На рисунке 1 представлены возможные варианты переработки первичных продуктов ФТ-синтеза.



Рисунок 1 - Направления переработки синтетических углеводородов

Качество получаемого в процессе ФТ по технологии Sasol Chevron дизельного топлива представлено в таблице 3 [11].

Таблица 3 - Характеристика синтетического ДТ

Характеристика	Синтетическое ДТ	Требования стандарта EN 590:2009
Плотность при 15°C, кг/м <sup>3</sup>	780	820÷845
Температура выкипания 95% фракции, °C	355	≤360
Кинематическая вязкость при 40°C, мм <sup>2</sup> /с	2,0	2,0÷4,5
Температура вспышки, °C	>55	>55
Цетановое число	>70	>51
Содержание серы, мг/кг	<1	≤10
Содержание полициклических ароматических углеводородов, % масс.	<0,01	≤11
Температура помутнения	-23	-
Содержание насыщенных углеводородов, %об.	>99	-

Таблица 4 - Вредные выбросы при сгорании синтетического и традиционного ДТ

Выбросы	Синтетическое ДТ г/кВт·ч	Нефтяное ДТ г/кВт·ч
Углеводороды (НС)	0,21	0,25
Монооксид углерода (СО)	0,67	0,94
Диоксид углерода (СО <sub>2</sub> )	376	308
Оксиды азота (NO <sub>x</sub> )	6,03	7,03
Несгоревшие частицы (сажа)	0,08	0,15

За последние 20 лет сделан значительный прорыв в создании малогабаритных, прежде всего микроканальных, газожидкостных технологий GTL (gas to liquid), которые продолжили свое развитие на ГПЗ в Катаре, Малайзии и Южной Африки. Технологии основаны на принципах получения синтез-газа из природного газа путем паровой конверсии метана (ПКМ) и процессах превращения монооксида углерода и водорода с помощью катализатора в различные молекулы углеводородов с использованием процесса Фишера – Тропша. Упрощенная схема показана на рисунке 2. Несмотря на значительные технические трудности (многие ограничиваются только первой частью процесса – производством синтез-газа), микроканальные технологии GTL обладают неоспоримыми преимуществами, так как в конечном итоге дают жидкое топливо, которое легче в использовании, хранении и транспортировке. Кроме того, конечным продуктом этой технологии может быть синтетическая нефть, которую операторы смешивают с добываемой нефтью и направляют в трубопроводы. [12]

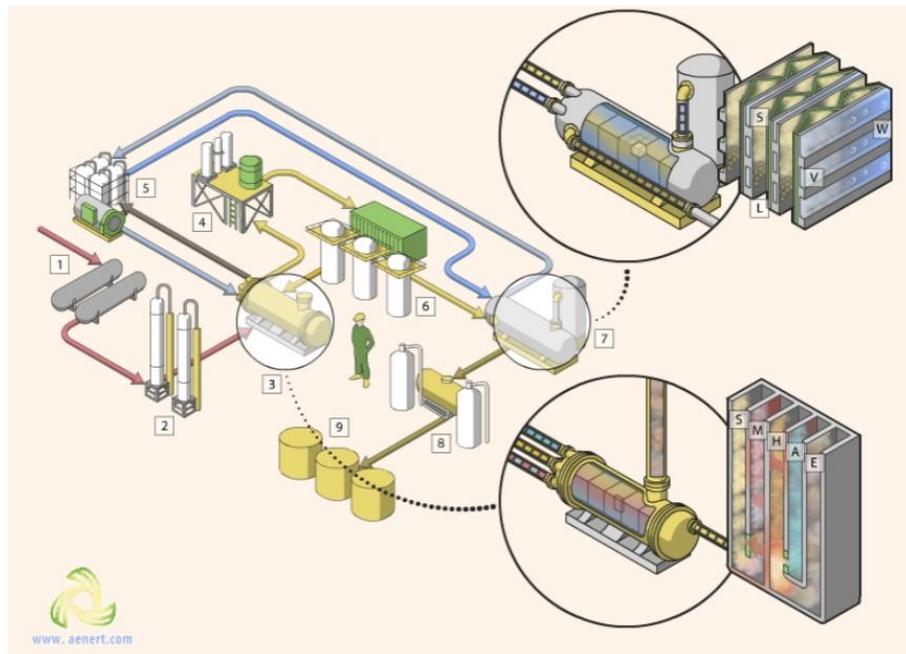


Рисунок 2 - Упрощенная микроканальная технология GTL

1. Очистка газа; 2. Десульфуризация; 3. Микроканальный реактор ПКМ; 4. Компрессорная станция; 5. Блок котла и охлаждающей воды; 6. Водородные мембраны; 7. микроканальный реактор Ф-Т; 8. Блок разделения продуктов; 9. Запас жидких углеводородов;

S - синтез-газ ( $H_2+CO$ ); L - жидкие углеводороды; V - пар; W - водяное охлаждение; M - метан+пар; H - водород; A - воздух; E - выхлоп.

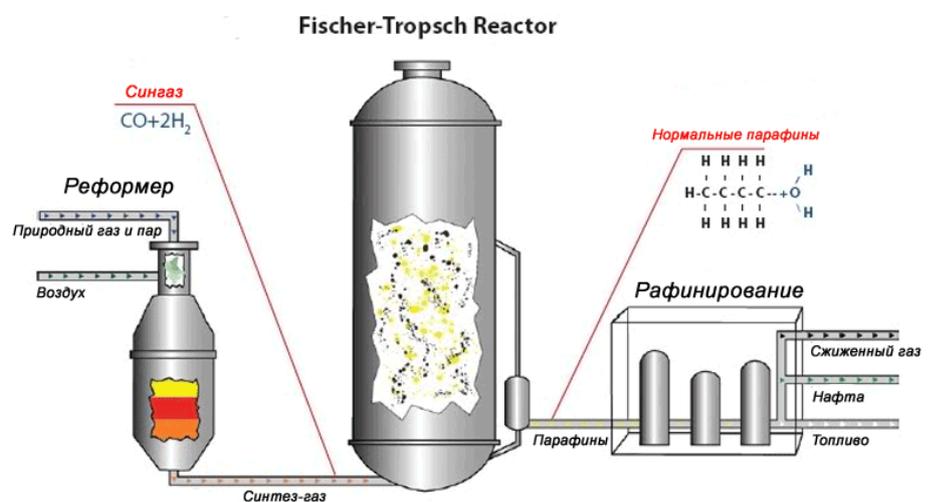


Рисунок 3 - Реактор Фишера-Тропша

Типичные этапы процесса GTL включают процесс риформинга или газификации, в ходе которого получают синтез-газ (синтез-газ). Сингаз состоит из смеси водорода и углекислого газа. За стадией риформинга обычно следует синтез Ф-Т, где образуются оксигенаты и углеводороды. Затем произведенные углеводороды будут перерабатываться в углеводороды с более высокими характеристиками с помощью различных процессов, таких как изомеризация, гидроизомеризация или гидрокрекинг, при которых улучшаются основные характеристики этих продуктов [13]. На рисунке 4 показаны эти три шага. Этот обзор призван осветить особенности технологии GTL Фишера-Тропша, а также возможности и проблемы, с которыми пришлось столкнуться.

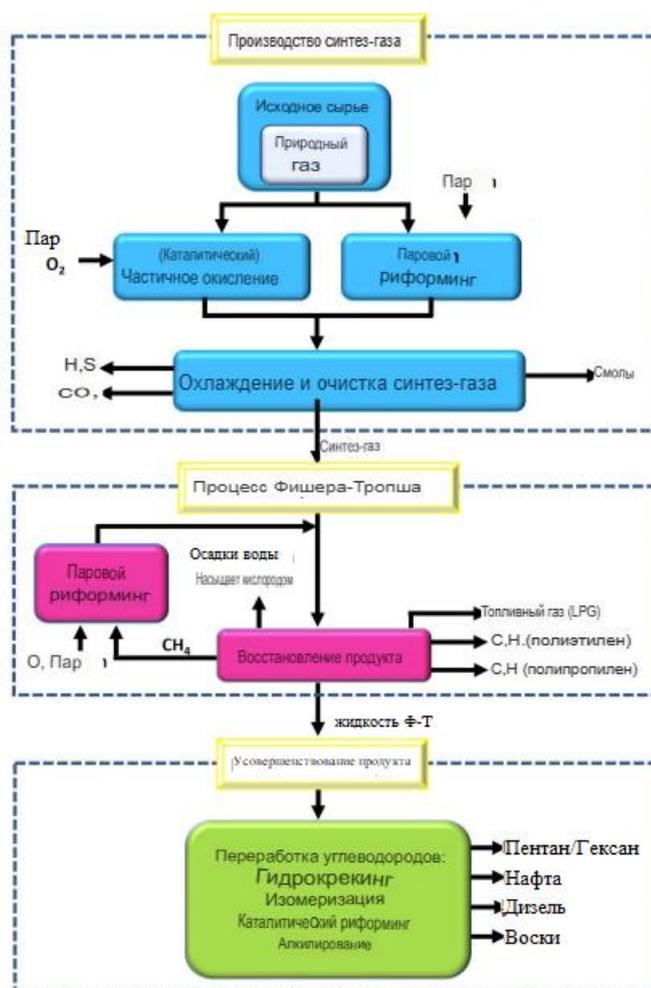


Рисунок 4 - Схема процесса GTL основанная на Фишера-Тропша

На данный момент в нефтегазовых предприятиях РК ПНГ используется в виде аварийного источника энергии или же закачивается в пласт. Но имеющихся технологии недостаточно, поэтому необходимо внедрять более развитые технологии, которые используются на месторождениях зарубежья. Новые технологии могут быть экологически и экономически выгодно для нефтяной промышленности РК.

#### Список использованных источников

1. АО «Национальная компания «КазМунайГаз» Производственные результаты за 2022 год
2. По данным Chat GPT [<https://chat.openai.com>]
3. Левшин П.М., Мерициди И.А., Шотиди К.Х., Халиков П.Р. Технико-экономические и экологические аспекты утилизации попутного нефтяного газа (программный комплекс) Территория нефтегаз, № 8, (2011).
4. Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на 2023 год для м/р Кумколь и Южный Кумколь, Восточный Кумколь и Северный Нуралы АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» г. Кызылорда, 2022 г
5. Программа производственного экологического контроля на 2023-2024гг. для объектов ТОО «Тенгизшевройл». Атырау 2022г.
6. АО «Национальная компания «КазМунайГаз» Производственные результаты за 2022 год
7. <https://neftegaz.ru/>
8. [https://online.zakon.kz/Document/?doc\\_id=32603601](https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=32603601)

9. АНАЛИЗ УТИЛИЗАЦИИ СЫРОГО ГАЗА АО «МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ» О.К. Сарбопеев, Б.Қ. Сансызбаев, А.А. Ермеков, А.Т. Баспаева
10. Ricci N., Whaley J. GTL: More Than Just a Pipe Dream? С. 14—17. (англ.) // Журнал "GEOEXPRO": журнал. — 2017. — Сентябрь (vol. 4 (вып. 14)). — С. 72. Архивировано 21 августа 2018 года.
11. Wisam Al-Shalchi. Gas to liquids technology (GTL). - Baghdad - 2006.
12. GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas / documents.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas
13. Elbashir, N.O.; Eljack, F.T. A Method to Design an Advanced Gas-to-Liquid Technology Reactor for Fischer-Tropsch Synthesis. In Proceedings of the 2nd Annual Gas Processing Symposium, Doha, Qatar, 11–14 January 2010; Benyahia, F., Eljack, F.T., Eds.; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2010; Volume 2, pp. 369–377

УДК 697.3: 620.91

### ЖЫЛУ ТҮЙІНДЕРІН ОҢТАЙЛАНДЫРУ АРҚЫЛЫ ЖЫЛУТҰТЫНУ ЖҮЙЕЛЕРІНІҢ ЖҰМЫСЫНЫҢ ТИІМДІЛІГІН АРТТЫРУ

Мелдебеков Бактыбек Бакитжанулы<sup>1</sup>, Жакишев Бауыржан Айтмукашевич<sup>2</sup>  
*bakhytzhanyuly@list.ru*

<sup>1</sup>Л.Н.Гумилев атындағы ЕҰУ, М098 (7М07117) БББТ магистранты, Астана қ., Қазақстан,

<sup>2</sup>Л.Н.Гумилев атындағы ЕҰУ, т.ғ.к., «Электрэнергетикасы» кафедрасының доценті

Қазақстан Республикасының 2012 жылғы 13 қаңтардағы «Энергия үнемдеу және энергия тиімділігін арттыру туралы» № 541-IV Заңындағы, 3-тарау. 8.1 бабына сәйкес «Энергетикалық ресурстарды және су ресурстарын тұтынатын объектілердің құрылыс жобаларында энергия үнемдейтін материалдарды міндетті пайдалану, энергетикалық ресурстарды және су ресурстарын есепке алу аспаптарын, жылу тұтынуды реттеудің автоматтандырылған жүйелерін орнату көзделеді». Осыған орай энергияны үнемдеу, жылутұтыну жүйелерінің жұмысын автоматтандыру арқылы жылу түйінінің тиімділігін арттыру мүмкіндігі көрсетіледі.

Жылу түйіндері жылу энергиясын тұтынушыларды жылу желілеріне қосу тораптары болып табылады және жылу тасымалдағышты дайындауға, жергілікті жүйелерге берер алдында оның параметрлерін реттеуге, сондай-ақ жылу тұтынуды есепке алуға арналған. Жылу түйіндерінің дұрыс орнатылмауы және жұмыс істемеуі салдарынан тұтынушыларға жылу беру бұзылуы мүмкін. Жылу түйіндері жеке (жергілікті) және орталық болып бөлінеді.

Жылу түйіндерінде жабдықтарды, арматураларды, бақылау, басқару және автоматтандыру аспаптарын орналастыру көзделеді, олар арқылы:

- жылу тасымалдағыштың түрін немесе оның параметрлерін түрлендіру;
- жылу тасымалдағыштың параметрлерін бақылау; жылу тасымалдағыштың шығынын реттеу және оны жылу тұтыну жүйелері бойынша бөлу; жылуды тұтыну жүйелерін ажырату;
- жергілікті жүйелерді жылу тасымалдағыштың параметрлерін авариялық арттырудан қорғау;
- жылу тұтыну жүйелерін толтыру және жұмыс қысымын орнату;
- жылу ағындары мен жылу тасымалдағыш пен конденсат шығыстарын есепке алу;
- конденсатты жинау, салқындату, қайтару және оның сапасын бақылау, жылуды жинақтау;
- ыстық сумен жабдықтау жүйелеріне арналған суды дайындау.

Жылу түйінінде оның мақсатына және тұтынушыларды қосудың нақты шарттарына байланысты аталған барлық функциялар немесе олардың тек бір бөлігі ғана жүзеге асырылуы мүмкін.