



**МИННО-ГЕОЛОЖКИ УНИВЕРСИТЕТ „СВ. ИВАН
РИЛСКИ”, СОФИЯ
ФАКУЛТЕТ ГЕОЛОГО ПРОУЧВАТЕЛЕН
КАТЕДРА СОНДИРАНЕ, ДОБИВ И ТРАНСПОРТ НА НЕФТ И ГАЗ**

Маг. инж. Серенен Сийлегмаа

**ИЗСЛЕДВАНЕ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ЕФЕКТИВНОСТТА НА
ГАЗОВАТА ИНДУСТРИЯ НА МОНГОЛИЯ**

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

на дисертационен труд за присъждане на
образователна и научна степен **"ДОКТОР"**

Научна област: 5. Технически науки

Професионално направление: 5.8. Проучване, добив и обработка на полезни
изкопаеми

Докторска програма: Транспорт и съхранение на нефт, газ и твърди минерални
продукти

Научен ръководител:
доц. д-р Мартин Бояджиев

Консултанти: проф. дн Юли Радев
проф. Георги Николов

СОФИЯ, 2025 г.

Дисертационният труд е обсъден и насочен за защита от Разширен катедрен съвет на катедра „Сондиране, добив и транспорт на нефт и газ“ към Геолого проучвателен факултет на МГУ „Св. Иван Рилски“, София, на 04.03.2025 т., съгласно Ректорска заповед № Р-Д-13-5 от 05.03.2025г.

Публичната защита на дисертационния труд ще се състои пред Научно жури, утвърдено със заповед № Р- от т. на Ректора на МГУ „Св. Иван Рилски“ и ще се проведе на 2025 г. от часа в зала..... нафакултет, МГУ „Св. Иван Рилски“, София.

Материалите по защитата са на разположение на интересуващите се в канцеларията на Сектор „Следдипломна квалификация“ на МГУ „Св. Иван Рилски“, Ректорат, ет. 3, стая № 79, тел. 02/ 80 60 209.

Утвърденото Научно жури е в състав:

1. Проф. д-р Ивайло Копрев – председател
2. Доц. д-р Лъчезар Георгиев, вътрешен;
3. Проф. д-р Име Радослав Наков, външен;
4. Доц. д-р Веска Лашева, външен;
5. Доц. д-р Борислав Николов, външен;

Резервни членове:

2. Доц. д-р Ивелина Хинова, външен;
3. Проф.д-р Ефросима Занева, вътрешен;

РЕЦЕНЗЕНТИ:

1. Проф./доц. д-р
2. Проф./доц. д-р.....

Дисертантът е редовен докторан към катедра „Сондиране, добив и транспорт на нефт и газ“ на факултет Геолого Проучвателен.

Изследванията по дисертационната разработка са направени от автора, като някои от тях са подкрепени от “Проект за производство на водород и преработка на странични продукти”, “Проект на CBM на Gurvan Tes-XXXV”, и “Проучване на обхвата за демонстрационен проект за производство и разпространение на 100 милиона кубични метра SNG”.

Автор: маг. инж. Сереенен Сийлегмаа

Заглавие: Изследване за повишаване на ефективността на газовата индустрия на Монголия

Тираж: 20 броя

Отпечатано в Издателска къща „Св. Иван Рилски“ на МГУ „Св. Иван Рилски“, София.

I. ОБЩА ХАРАКТЕРИСТИКА НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД ¹

Актуалност на проблема

Основните значими проблеми в газовия сектор на Монголия, предмет на това изследване са представени по-долу:

- Замърсяване на въздуха в Улан Батор и други градски райони;
- Липса на енергийна независимост;
- Засилен интерес към неконвенционалните проучвания за нефт и газ;
- Енергийни политики за осигуряване на енергия, използвайки местни ресурси, особено CBM;
- Подобряване на правната среда на газовия сектор;

Основната изследователска теза е да се подобри ефективността на монголския енергиен сектор чрез използване на газ.

Цел на дисертационния труд, основни задачи и методи за изследване

Изследване за създаване на модели за намаляване на енергийната зависимост, чрез използване на вътрешни енергийни източници: природен газ, CBM (въглищен метан) и DME (диметилов етер) и кафяв водород.

Задачи:

- Да проучи възможностите и слабостите на монголския енергиен и газов сектор и анализира опита на чужди страни в енергетиката;
- Да разкрие ключови фактори и условия за употреба на CBM;
- Анализира възможности за използване на водород;
- Да реши оптимизационна задача за транспорта и логистиката на природен газ в Монголия (инфраструктура по веригата на газа).

Методология на изследването:

- Сравнителен анализ на ресурсите и енергийния баланс на страната;
- Изследване възможности за използване на водородната икономика в Монголия;
- Решаване на транспортната задача (оптимизация на логистика на газа);

Използвани инструменти и модели:

- Mathlab – регресионен анализ и оптимизация;
- Икономическо моделиране;
- Системна динамика;
- Изчисляване на променливи разходи;

Приноси

- Решена оптимизационна задача на транспортирането на газа в Монголия;
- Анализирани модели и технологии за производство и използване на „кафяв“ водород;
- Създаден модел въздействието на метана от въглищните пластове върху монголската икономика;
- Оценено управление на риска при транспортиране на LNG;

¹ Препоръчителен обем 2-3 страници

Практическа приложимост

- Уравнението, образувано от транспортната задача, може да се използва за определяне на най-ниските разходи за транспортиране на газ.
- Изследването ще послужи за изготвяне на пътна карта за подобряване на ефективността на газовата индустрия.
- Задълбочен анализ на енергийния баланс на страната с изведени изводи и управленски решения;
- Положена основа за внедряване на водородни технологии;
- Приложен моделът създаден от транспортната задача, се използва за определяне на най-ниските разходи за транспортиране на газа;
- Участие в Проект Гурвантес XXXV (TMK ENERGY ООД).
- Въз основа на оценката на риска са определени факторите, които трябва да се вземат предвид за планирани мерки за смекчаване им.

Апробация

- Министерство на промишлеността и минералните ресурси;
- "Телмен ресурс" ООД;
- "МАК" ООД;

Публикации

1. М.Оюунтугс, С.Сийлегмаа, Георгий Кирилов Николов "Сравнение на енергийния, нефтения и газовия сектор на Монголия и България" Газрын тос-2019, №30/258, Улаанбаатар, 168-179 х
2. С.Сийлегмаа "Possibilities and resolutions of the Mongolian energy sector" SEPRM, Volume 1, Sofia, Bulgaria, 2020, 329-335 х
3. С.Сийлегмаа "Оценка на риска от методите за транспортиране на природен газ" Геологи 2020, №41/154, Улаанбаатар, 97-105 х
4. С.Сийлегмаа "The possibility of hydrogen production using coal in Mongolia", Газрын тос-2020, №5/276, Улаанбаатар, 104-116 х
5. С.Сийлегмаа "Coalbed methane (CBM) research in Mongolia", Устойчивое развитие территорий: Теория и наука, Сибай, 2021, 225-227 х
6. Siilegmaa Sereenen, Oyuntugs Magsar, Terry O'Neill "Modeling the impact of coal seam methane on the Mongolian economy", SEPRM, Volume 3, Sofia, Bulgaria, 2022, 66-71 х
7. Siilegmaa Sereenen "Comparing the transportation methods of natural gas (pipeline and railway as LNG)", Устойчивое развитие территорий: Теория и наука, Сибай, 2023, 214-218 х
8. Siilegmaa Sereenen "Possibility of DME utilization as an energy source for ger area in Ulaanbaatar city" Проблемы гуманитарных наук и образования в современном мире, Сибай, 2023, 216-219 х
9. С.Сийлегмаа "Възможността за използване на насочени сондажи при изграждането на градската газова мрежа", Өрөмдлөг-2023, № 23(16) 322, 26-30 х
10. Erkhembayar J, Siilegmaa Sereenen "The possibility of using liquefied natural gas for electricity purposes", Газрын тос-2023, № 23(11) 317, Улаанбаатар, 70-73 х
11. С.Сийлегмаа "Възможността за въвеждане на диметилов етер в употреба", Газрын тос-2024, № 24(11) 335, Улаанбаатар, 87-94 х
12. С.Сийлегмаа "Технологии за използване на отпадъчни газове", Газрын тос-2024, № 24(11) 335, Улаанбаатар, 94-100 х

13. Siilegmaa Sereenen "SNG to LNG Plant as the energy source for ger area in Ulaanbaatar city", Проблемы гуманитарных наук и образования в современном мире, Сибай, 2024, 317-325 x

Доклады:

1. Siilegmaa Sereenen "The possibility of hydrogen production using coal in Mongolia", Газрын тос-2020
2. Siilegmaa Sereenen "Modeling the impact of coal seam methane on the Mongolian economy", SEPRM, Volume 3, Sofia, Bulgaria, 2022
3. С.Сийлегмаа "Възможността за използване на насочени сондажи при изграждането на градската газова мрежа", Өрөмдлөг-2023
4. С.Сийлегмаа "Възможността за въвеждане на диметилов етер в употреба", Газрын тос-2024

Структура и обем на дисертационния труд

Дисертационният труд е в обем от **185** страници, като включва увод, четири глави за решаване на формулираните основни задачи, списък на основните приноси, списък на публикациите по дисертацията и използвана литература. Цитирани са общо **99** литературни източници, като **89** са на латиница и **10** на кирилица, а останалите са интернет адреси. Работата включва общо **145** фигури и **37** таблици. Номерата на фигурите и таблиците в автореферата съответстват на тези в дисертационния труд.

II. СЪДЪРЖАНИЕ НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

Глава 1. Възможностите и слабостите на монголския енергиен и газов сектор и опитът на чужди държави

- 1.1. Преглед на монголския енергиен и газов сектор
- 1.2. Монголски потенциални ресурси и резерви от енергия и газ
- 1.3. Политики и стимули на монголското правителство
- 1.4. Опитът на чужди държави в енергийния и газов сектор (Франция, Германия и САЩ)
- 1.5. Заключение

Глава 2. Технологии, свързани с въглищата и метана от въглищните пластове

- 2.1. Локализация на технологии за проучване и добив на метан от въглищни пластове в Монголия
- 2.2. Локализация на технологията за преработка и транспортиране на метан от въглищни находища
- 2.3. Процес на втечняване на природен газ
- 2.4. Технология за получаване на водород от вода, въглища, природен газ и други
- 2.5. Кодове и стандарти, свързани с CBM и водорода
- 2.6. Заключение

Глава 3. Възможност за използване на CBM и въглища като бъдеща енергия в Монголия

- 3.1. Международната тенденция за добив на метан от въглищни пластове
- 3.2. Тръбопроводен газ срещу ВПГ – конкуренция в Европа и Азия
- 3.3. Възможността за производство на водород с използване на въглища в Монголия
- 3.4. CBM изследвания и пилотни инсталации в Монголия
- 3.5. Използване на метан от въглищни пластове (отопление, източник на електричество и за превозни средства) в Монголия
- 3.6. Заключение

Глава Част 4. Оптимизиране на транспортирането на газа в Монголия

- 4.1. Моделиране на въздействието на метана на въглищните пластове върху монголската икономика
- 4.2. Икономически изследвания на транспорта на газа
- 4.3. Основни фактори за транспортиране на газ в Монголия
- 4.4. Сравнението и изборът между тръбопровод и транспортиране на LNG в Монголия
- 4.5. Оптимизиране на транспортирането на LNG
- 4.6. Оценка на управлението на риска при транспортирането на LNG
- 4.7. Заключение

5. Общо заключение

6. Приложения

НАУЧНО-ПРИЛОЖНИ И ПРИЛОЖНИ ПРИНОСИ

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторът изразява искрена благодарност на Ректора проф. д-р Ивайло Георгиев Копрев, доцент Мартин Бояджиев, професор Николов и професор Радев за съдействието и методическата подкрепа при подготовката на този труд. Освен това авторът специално благодари на директора на гимназията по геология и минно дело Келгенбай Хавалболот, ръководител на отдел „Нефт и сондиране“, професор Магсар Оюунтугс, професор Самбуу Гантумур, доценти от катедра „Нефт и сондиране“ Буянбат Наранцецег и Даваа Ундармаа, чиито познания за състоянието и идеите в областта бяха от голяма полза при първоначалното оформяне на тезите, залегнали в дисертацията. Авторът изказва също благодарности на членовете на кадетрените съвети към катедра “Сондиране, добив и транспорт на нефт и газ” приела да разгледат този труд. Дълбока признателност за разбирането и подкрепата в апробацията на моделите и техническите решения в Дисертацията на ръководството на Министерството на промишлеността и минералните ресурси на Монголия, на Монголски университет за наука и технологии, на Минно-геоложки гимназията, катедра „Нефтенно и сондажно инженерство“ и сътрудници, на фирмите “Телмен ресурс” ООД, “МАК” ООД, “Телмен ресурс” ООД и “Мандал нефть” ООД, както и на всички проявили интерес, внимание и добронамереност при провеждане на експериментите и изследванията свързани с представените проблеми в разработката.

От автора

Въведение

Енергията винаги е илюстрация на икономическата независимост на една страна. В Монголия петролните продукти се внасят 100 процента, а електричеството се внася от 21 до 23 процента. Според тази информация енергийната зависимост на Монголия може да засегне значително икономиката и независимостта на страната. Въпреки това Монголия е класирана на 23-то място в международен план по отношение на запасите си от въглища. Най-големият потребител на този огромен въглищен ресурс е Китай. Монголия сама доставя 30-40% от търсенето на коксуващи въглища в Китай като един от най-големите конкуренти на китайския пазар.

В допълнение, замърсяването на въздуха в градските райони и столицата Улан Батор все още е по-високо от стандартното количество. За да се намали замърсяването на въздуха, програмата за газифициране се изпълнява от 1995 до 2005 г. и LPG започва развитие в Монголия. Потреблението на LPG обаче не се е увеличило поради цената му от 30 години. LPG е само 1,91% от внесените петролни продукти през 2024 г.

Поради тази причина монголското правителство започна няколко политики и програми за насърчване на конвенционалните и неконвенционални петролни и газови ресурси и за увеличаване на различни видове вътрешни възобновяеми и невъзобновяеми енергийни ресурси. Например проектът за завод за рафиниране на нефт е в ход от 2016 г. и 46 000 тона LPG ще бъдат доставени на газовия пазар. Друга успешна програма е проучването на неконвенционални петрол и газ като CBM и шистов газ. В резултат на политики и програми 8 компании са извършили проучване на CBM в 6-те въглищни басейна в южната част на Монголия и са доказали запаси.

Ето защо са необходими проучвания и анализи за развитието на газовия сектор, особено при използването, транспортирането и съхранението на газ. В допълнение, за производството на кафяв водород и съхранение на CO₂ е от значение изборът на технологии и съоръжения. Транспортирането и използването на DME, като страничен продукт от производството на кафяв водород, е тема за изследване в Монголия.

През последните години в град Улан Батор беше обработено предпроектно проучване за градска газоснабдителна мрежа и изпълнението на това предпроектно проучване може да стане реалистично въз основа на вътрешните газови ресурси.

Няколко проекта, програми и проучвания се изпълняват в монголския газов сектор от правителството и частни корпорации, като ключовият фактор при всички е инфраструктурата, особено транспортната логистика.

В това проучване се анализира транспортирането на газове като по тръбопроводи, така и втечен (LNG) чрез камиони-цистерни, използвайки математически модели и системна динамика. Анализ на възможните техники и технологии за транспортиране на газ, определяне на оптималния транспорт на газ (неконвенционален газ (CBM) и DME) е направено в проучването.

Тези изследвания и изчисления целят да подобрят развитието на газовия сектор на Монголия.

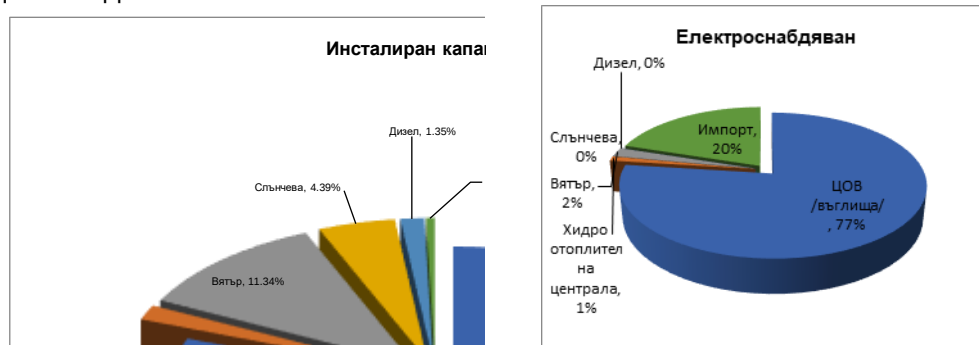
ГЛАВА 1. ВЪЗМОЖНОСТИТЕ И СЛАБОСТИТЕ НА МОНГОЛСКИЯ ЕНЕРГИЕН И ГАЗОВ СЕКТОР И ОПИТЪТ НА ЧУЖДИ ДЪРЖАВИ

1.1. Преглед на Монголския енергиен и газов сектор

A. Електричество

През 2023 г. производството на електроенергия в Монголия е достигнало обем от 8,528.27 милиона kWh, което е увеличение от 4.3% в сравнение с производството от предходната година. 90.9% от общото електричество е произведено от топлоелектрически централи, 8.5% от слънчева и вятърна енергия, 0.06% от хидроенергийни източници и 0.01% от дизелови генератори. Общото производство на топлинна енергия е достигнато в обем от 12,344.1 хил. GCal, което е увеличение с 3.5% или 414.8 хил. GCal, в сравнение с предходната година (фигура 1.1).

През годината са внесени 2,447.6 милиона kWh електроенергия, което представлява увеличение от 286.3 милиона kWh или 13.2% в сравнение с предходната година.

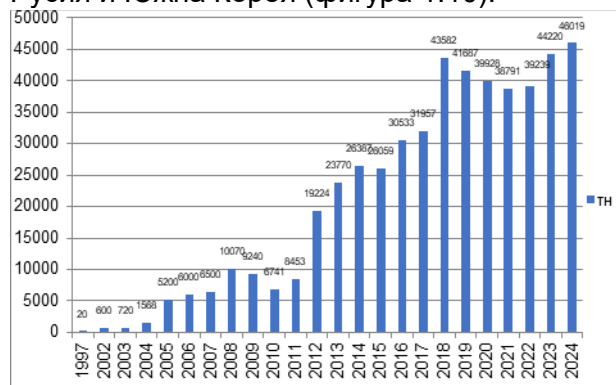


Фиг.1.1 Текущото състояние на монголския енергиен сектор 2023 г.

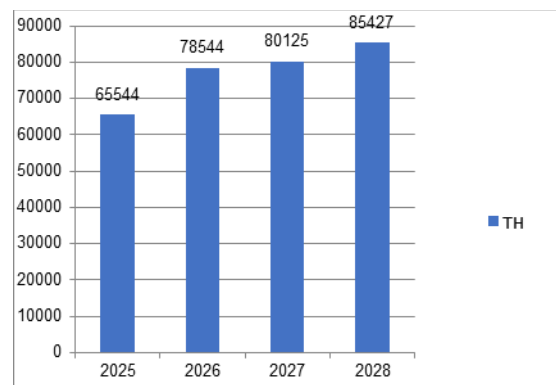
По-голямата част от отоплителната и електрическата енергия се генерират от ТЕЦ на въглища, а останалото малко количество е от водни, вятърни, слънчеви и дизелови станции. Също така Монголия получава електричество от Русия и Китай, което е 22.3 процента от доставките на електроенергия.

Б. Газ

Газификацията е млад сектор в Монголия. Замяряването на въздуха в градските райони непрекъснато се увеличава от 1990 г., и като резултат монголското правителство изпълнява многоетапна програма „Втечен нефтен газ“ от 2000 до 2010 г. Въпреки това, конвенционалните и неконвенционални природни газове (CBM, газови шисти и разтворен газ) се проучват в Монголия през 1990 г. и има 5 блока, които изследват природния газ и CBM. LPG и LNG се внасят в Монголия обикновено от Русия и Южна Корея (фигура 1.10).

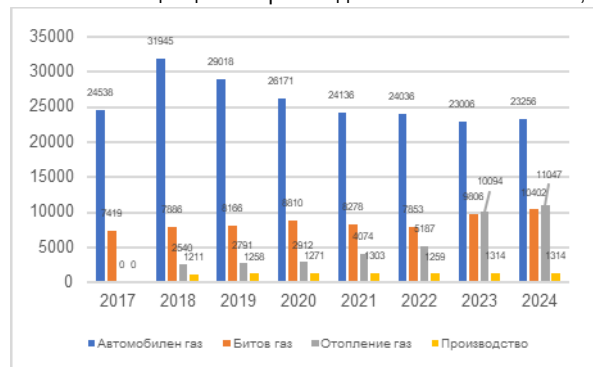


Фиг.1.2 Внос на втечен нефтен газ (LPG), тона, 1997-2024



Фиг.1.3 Прогноза за внос на втечен нефтен газ, 2025-2028

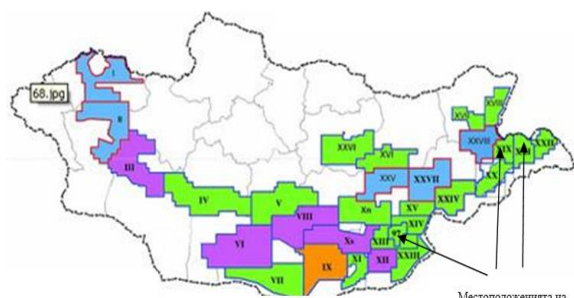
Източник: Асоциация на производителите на втечен газ, Октомври 2023 г. (Представено на Форум Mining Week)



Фиг.1.4 Потребление на втечен нефтен газ по сектори, тн (2017-2024)



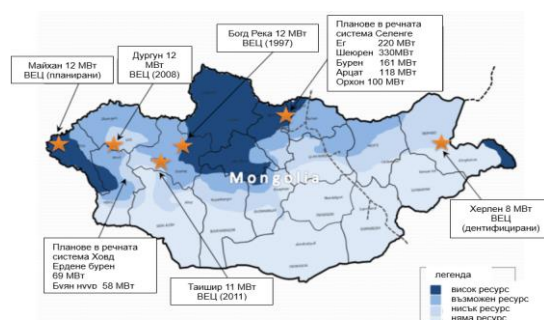
Фиг.1.5 Вносът на втечен природен газ (по години)



Тосон Уул - XIX
 Доказан резерв - 6,98 трилиона кубически метра
 Вероятен резерв - 0,33 трилиона кубически метра
 Възможен резерв - 2,98 трилиона кубически метра
 Доказан резерв за разработване - 0,77 трилиона кубически метра

Местоположенията на
 петролни полета със свързан
 газ

Фиг.1.8 Асоциираният газ в Монголия



Источник: Енергиен орган, отдел за възобновяема енергия.
 Забележка: Богати ресурси съществуват в Говьсүмбэр, Говьсүмбэр и Ховд-Уул.
 Сплесване: 270 до 300 сплеснени дни в годината, +3 до +7 мбт/сек. ниво повече на ден.
 Висота: 10% от общата площ на същата може да бъде класифицирана като отлежна за производство на електричество.
 Плотност на мощността: 400 до 600 W / m². ресурсът може потенциално да достигне над 1100 GW инсталирана мощност.
 Хижа: теоретичен потенциал 6.2 GW. повече от 1 GW от тях са идентифицирани.

Фиг.1.9 Водноелектрическите централи в Монголия

През 2024 г. са сключени договори за нови блокове за проучване на нефт, в резултат на тези договори запасите от свързан газ могат да бъдат оценени в бъдеще.

Д. LPG в Монголия

Рафинерия за петрол с капацитет 1,5 милиона тона се изгражда в района на Алтанширее сум на провинция Дорногоби и е един от най-големите проекти, изпълнявани в Монголия. Капацитетът и спецификациите на инсталацията са показани в следващата таблица.

Таблица 1.2. Спецификации на петролната рафинерия (Алтанширее сум, провинция Дорногоби)

Елемент	Количество
Капацитет	1.5 млн тона
Технология на обработка	Хидрокрекинг и др
Суровини	Нефт, добито от петролните находища Тосон-Уул XIX и Тамсаг XXI
Производство на продукти	
Втечен нефтен газ	43 хиляди тона
Автобензин	339 хиляди тона
Дизелово гориво	834 хиляди тона
Самолетно гориво	80 хиляди тона
Гориво за печка	47 хиляди тона

Правителството се ангажирало да пусне централата в експлоатация през 2027 г.

Е. Производство на DME от въглища

През 2024 г. „Ерденес Тавантолгой“ АД започва проучване за осъществимост на пилотна инсталация, произвеждаща крайни продукти от кафяви въглища. Пилотните инсталации произвеждат 950 тона DME годишно.

От август 2023 г. Монголын Алт (МАК) ООД работи с японската компания "Unico International Corporation" за създаване на пилотна инсталация за производство на диметилов етер от въглища. Пилотната инсталация с капацитет за производство на 180 000 тона диметилов етер годишно се очаква да бъде пусната в експлоатация през 2026 г.

Ё. Производство на водород от въглища

Монголын Алт (МАК) ООД започва през 2023 г. работа по разработването на производството на водород, което е тенденцията в световен план. Производството е на базата на въглища, които са основната суровина, която формира бюджетния приход на Монголия, и създава зелено бъдеще. Предвижда се изграждането на инсталация за извличане на водород от 760 000 тона лигнитни въглища годишно, като все още е на етап предварителни проучвания, така че датата на доставка на водород не е определена.

Ж. Биогаз

Основният ресурс за биогаз са отпадъците от животни в Монголия. В Монголия има 2 малки завод близо до кравеферми. Броят на домашните животни в Монголия достигна 57.6 милиона, което е рекорд, откакто е започнало преброяване на животните през 1918 г.

З. Възобновяемата енергия

Възобновяемата енергия представлява повече от 3% от произведената в страната енергия, използвана в Монголия. Водоелектрическите централи в Монголия произвеждат 28,3 MW, което допринася най-много за възобновяемата енергия в страната. Цел на политиката е 20-25% от електричеството да е осигурено от възобновяеми енергийни източници до 2027 г.

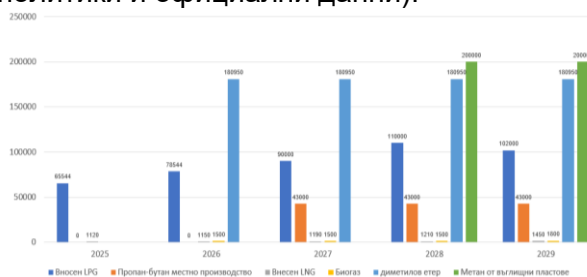
И. Геотермални проучвания и използване на енергия в Монголия

Съществуването на множество горещи извори в провинция Хангай в Монголия е показателно за големи геотермални енергийни ресурси. Предишни проучвания показват, че комбинираната геотермална електроцентрала може да осигури евтина и чиста енергия за провинциалния център Цецерлег. С това изследване се представя липсващия геофизичен компонент на провежданата досега програма за геотермални проучвания в Хангай. Ползваме научни методи за изобразяване на геотермалния резервоар близо до Цецерлег, който захранва горещите извори в Ценхер и Шиверт. Резултатът е от значение за насърчаване на изграждането на геотермална електроцентрала.

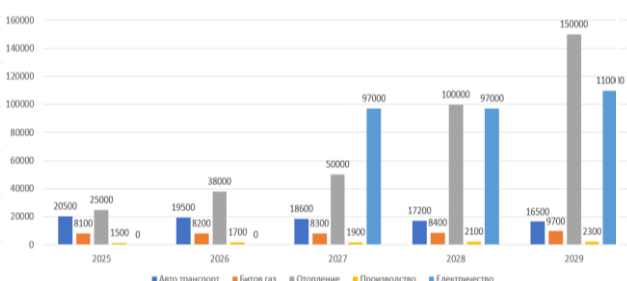
Й. Силата на Сибир 2

Тръбопроводът може да се превърне в основата за износ на газ през Монголия за Китай с предварителен технически икономически анализ, предполагащ капацитет до 50 милиарда m^3 (~ 1750 PJ) газ годишно.

Прогнозите потребление са обработени по-долу (въз основа на правителствени политики и официални данни):



Фиг.1.10 Прогноза за доставките на газ



Фиг.1.11 Прогноза за търсенето на газ (по сектор на употреба)

Прогнозите са, че до 2028 г. на пазара ще бъдат доставени 379 500 тона газ, докато търсенето ще бъде 224700 тона. 180 950 тона DME трябва да бъдат доставени за отопление, електропроизводство и бита.

1.3. Монголски правителствени политики и насърчения

В Монголия въпросът за енергийния и газовия сектор принадлежи на две различни министерства, като Министерството на енергетиката и Министерството на минното дело и тежката промишленост. Тук са показани рамката, функцията и структурата на двете министерства в блок-схема.

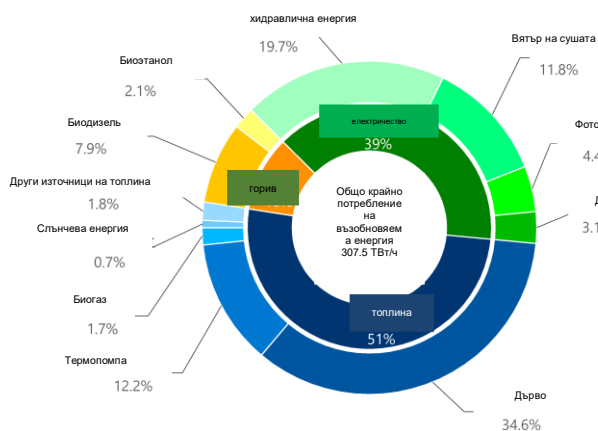


Фиг.1.12 Рамката, функцията и структурата на двете министерства

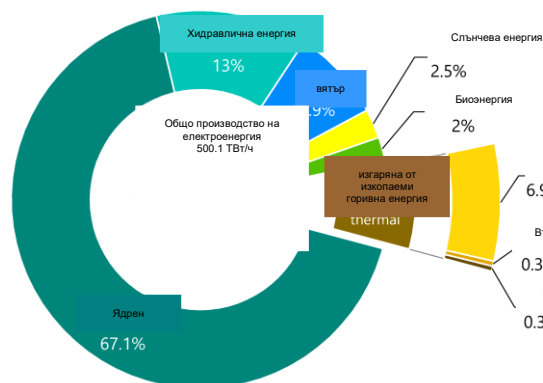
1.4. Опитът на чуждестранните страни в енергийния и газовия сектор (Франция, Германия, България и САЩ)

Франция

В момента във Франция има 1380 вятърни парка, представляващи 7950 вятърни турбини, които са разпръснати из цялата страна.



Фиг 1.13 Крайното потребление на възобновяема енергия по сектори в TWh (2020 г.)

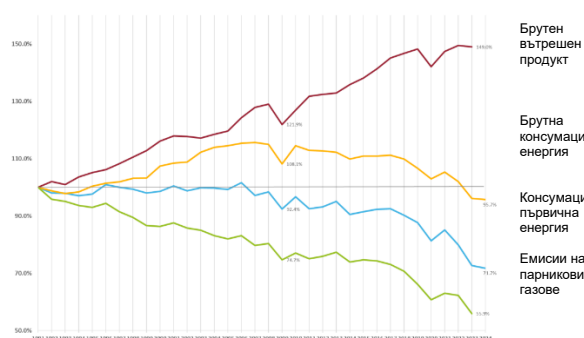


Фиг 1.14 Производството на електроенергия по източник в TWh (2020 г.)

Германия

Състоянието на енергийния микс в Германия, както и развитието в производството и използването на енергия и енергия от 1990 г. насам.

Икономически растеж, потребление на електроенергия и енергия, емисии на парникови газове, 1990-2024 г
Данни: UBA 2024, AGEV 2024, Destatis 2024

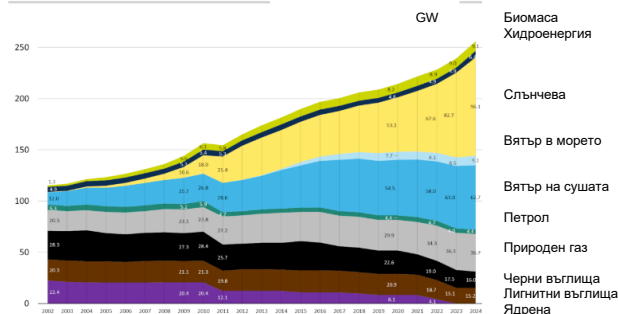


Фиг.1.15 Икономически растеж, потребление на електроенергия и енергия, емисии на парникови газове, 1990-2024 г

Данни: AG Energiebilanzen 2024

Данни: Fraunhofer ISE 2024 (2024 status of 12 December)

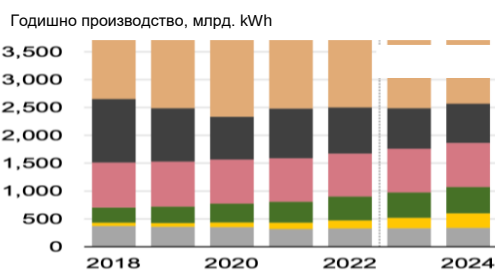
Data: Fraunhofer ISE 2024 (2024 status of 12 December).



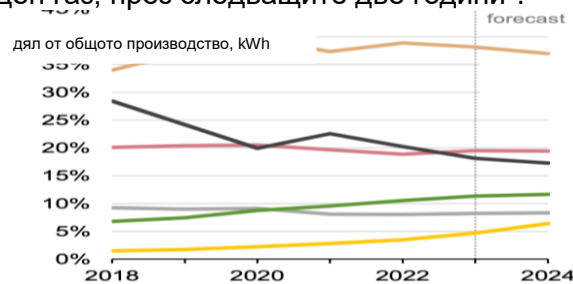
Фиг.1.16 Инсталиран нетен капацитет за производство на електроенергия в Германия, 2002-2024 г

САЩ

В последната енергийна прогноза Агенцията за енергийна информация или EIA очаква производството на електроенергия от възобновяеми източници – най-вече слънчева и вятърна енергия – да намали доставките на електроенергия от електроцентрали, работещи с въглища и природен газ, през следващите две години³.



Фиг.1.17 Производство на електроенергия в САЩ по енергиен източник (2018-2024 г.)



Източник: Агенция за енергийна информация, 19 януари 2023 г

Таблица 1.3 Сравнение на някои параметри на енергийния сектор на Монголия и България

№	Параметри	Монголия	България
1	Население, милиони	3.6	6.7
2	Площ, хиляди m ²	1566.6	110.9
3	Минерални ресурси и лицензи	3580	595
4	Основни минерални ресурси	Много видове злато, мед, въглища и др. Горските ресурси са ниски	мед, олово, цинк, въглища, алуминиева руда + гора
5	Основните източници на замърсяване на въздуха и количеството на PM10	домашен квартал, 150 mkg/m ³	Автомобили, ТЕЦ, 63 mkg/m ³
5	Дял на първичните енергийни суровини и производството на енергия	Въглища, 48.6%	Въглища 31.1 ⁴ %
6	Консумация на енергия, биллион kW	6	32
7	Природен газ	Все още не е определено	От 2 находища се добиват 79,28 млн m ³
8	Ядрена енергия	няма	2 станции
9	Брой топлоелектрически централи на въглища	9	2 (затваря скоро)

³ <https://www.ewg.org/news-insights/news-release/2023/01/2024-one-fourth-us-electricity-will-come-renewables-eia>

⁴ <https://www.iea.org/countries/bulgaria>

10	Възобновяема енергия	Слънце и вятър В бъдеще геотермална топлина и биогаз	Биогорива, биогаз, слънчева, вятърна, геотермална енергия, енергия от приливи и отливи, отпадъчни газове
11	Газопровод	няма	1835 km газопровод
12	Бъдещи източници на енергия	Въглища, CBM, DME,	Водород
13	Държавна агенция по енергетика	Министерство на промишлеността и минералните ресурси, Министерство на енергетиката	Министерство на енергетиката

Изводи

В Монголия са открити над 300 находища на въглища в 15 въглищни басейна. Геоложките ресурси на страната от въглища се оценяват на 175 милиарда тона. Това ясно показва огромен потенциал за развитие на метанодобива от въглищни мини.

Монголският консорциум по природа и околна среда предполага, че ресурсите на метан в Монголия могат да бъдат оценени на общо 3 трилиона кубически метра. Около 63,9% от всички метанови ресурси са концентрирани в битумни находища на въглища, докато кафявите въглища и антрацитът съдържат по-малко метан.

Таблица 1.4 Сравнение на газове

№	CAPEX, \$/GJ	Инфраструктура	Правна среда	Правителствена политика	Вътрешен ресурс
H ₂	1.2	не	отсъстващ	отсъстващ	да
CBM	0.30	не	ниско	да	да
DME	0.35	в началния етап	ниско	да	да
LNG	0.50	в началния етап	ниско	да	да

Като цяло бъдещият основен ресурс може да е от CBM (LNG, CNG или NG), изследвания за това са представени в следващата част.

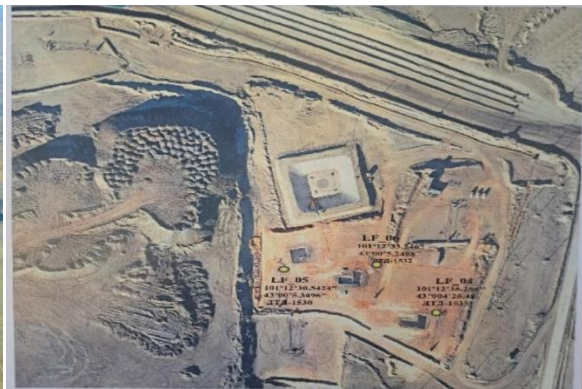
ГЛАВА 2. ТЕХНОЛОГИИ, СВЪРЗАНИ С ВЪГЛИЩАТА И МЕТАНА ОТ ВЪГЛИЩНИТЕ ПЛАСТОВЕ

2.1. Локализация на технологии за проучване и добив на метан от въглищни пластове в Монголия

Един от успешно локализираните CBM проекти е проектът "Гурван Тес XXXV" на "TMK Energy Limited" LLC. TMK Energy Limited е компания за проучване на газ, публично регистрирана на Австралийската фондова борса (ASX: TMK), и е активно ангажирана в глобалния енергиен сектор. Със 100% интерес в проекта Гурван Тес XXXV, разположен в басейна на Южна Гоби в Монголия, и 20% интерес в проекта Talisman Deer, който обхваща структурата Napoleon, разположена в подбасейна Barrow-Dampier, TMK продължава да затвърждава позицията си в индустрията.



Фиг. 2.1 Нарийн Сухайт депозит зона - 2024г

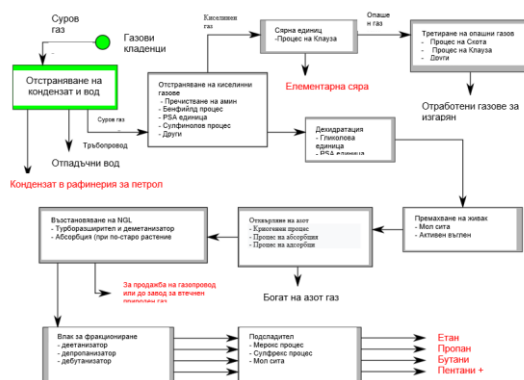


Фиг. 2.2 Производствени сондажа на Нарийн Сухайт депозит зона

3 пробни производствени сондажа на CBM (LF_01; LF_02; LF_03) продължават през 2024 г. През декември 2024 г. ще започне изпитание и производство на газ метан от 3 новопробити пилотни добивни сондажа (LF_04; LF_05; LF_06). Общо в района се извършват тестови операции по добив на газ метан от 6 сондажа.

2.2 Локализация на технологията за преработка и транспортиране на метан от въглищни находища

Технология за преработка на природен газ най-често се използва директно в находището.



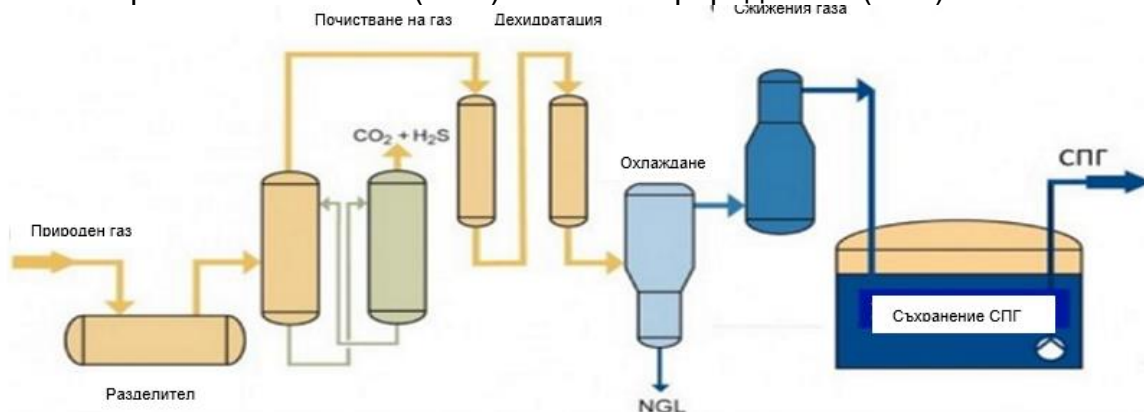
Фиг 2.3 Методи за преработка на газ



Фиг 2.4 Транспортиране на газа

2.3 Процес на втечняване на природен газ

Охлаждането на природния газ до температура от $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ при атмосферно налягане води до втечняването му чрез кондензация и продукта е известен под названието Liquefied Natural Gas (LNG) - втечен природен газ (ВПГ).



Фиг. 2.5 Процес на втечняване на газ

"UB Methane" ООД е създадена през 2017 г. като част от целта за въвеждане на използването на природен газ в Монголия. "UB Methane" ООД е единствената местна компания, занимаваща се с търговия на едро, внос и използване на втечен природен газ.

Компанията внася, транспортира и съхранява втечен природен газ от Руската федерация, след което разпространява природен газ до потребителите в газ под налягане и течна форма.

Компанията разполага с оборудване, отговарящо на международните стандарти, обучава и обучава квалифицирани работници, предоставя услуги, отговарящи на международните стандарти, и напълно гарантира устойчиво развитие и безопасност.

Към 2024 г. работи с над 10 души, като в бъдеще се планира увеличаване на човешкия ресурс поради въвеждане в експлоатация на резервоари и нови филиали.

"UB Methane" ООД внася втечен природен газ от три завода в Русия по железопътен транспорт в специални контейнери-цистерни. Тъй като природният газ се превръща в течност при температура под -160 градуса по Целзий, той се съхранява в специални двустенни, топлоизолирани вакуумни съдове под налягане за криогенна технология и се транспортира по шосе и железопътен транспорт.

Средно повече от 1000 тона втечен природен газ се внасят в Монголия годишно, създавайки резерв за 30-45 дни.

В бъдеще за увеличаване на обема на вноса и продажбите се насърчава използването на природен газ и реализиране на проекти за разширяване на потребителския пазар.

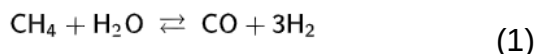


Фиг. 2.6 LNG-CNG станция на "UB methane" ООД

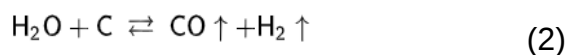
2.4. Технология за получаване на водород от вода, въглища, природен газ и други

Промисленото получаване на водорода става главно по следните начини:

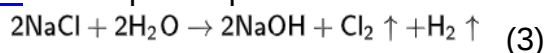
- [Конверсия](#) на метан с водна пара при 1000 °C:



- Пропускане на водни пари над [КОКС](#) при температура около 1000 °C:

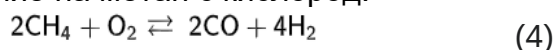


[Електролиза](#) на [водни](#) солни разтвори:



•

- [Каталитично](#) окисление на метан с кислород:



От въглища

Пропускане на пара над загряти въглища при температура около 1000°C:

Себестоимост на процеса \$ 2- \$ 2,5 за килограм водород. В бъдеще е възможно намаление на цените до \$ 1,50, включително доставка и съхранение.

Изводи

- Технологиите за сондиране и производство на CBM са успешно приложени в Монголия от 2009 г;
- Пътен и железопътен транспорт на LNG е създаден от 2017 г. в Монголия (3 станции за LNG към CNG и 1 терминал);
- В Монголия не са инсталирани технически средства за пречистване и втечняване на природен газ;
- Технологията за производство на водород е на етап проучване и пилотни проекти;
- Основната правна среда на CBM е създадена в Монголия и трябва да разработи кодекси за безопасност.

ГЛАВА 3. ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ИЗПОЛЗВАНЕ НА CBM И ВЪГЛИЩА КАТО БЪДЕЩА ЕНЕРГИЯ В МОНГОЛИЯ

3.1. Международната тенденция за получаване на метан от въглищни пластовете и въглища

Глобалният пазар на метан от въглища е оценен на 9 089 милиона долара през 2016 г. и се очаква да достигне 17 956 милиона долара до 2023 г., регистрирайки CAGR от 9,0% от 2017 до 2023 г.



Фиг. 3.1 Глобалният пазар на метан от въглища, по география



Фиг. 3.2 Глобалният пазар на метан от въглища, чрез заявlenie

3.2. Тръбопроводен газ срещу ВПГ – Увеличаваща конкуренция в Европа и Азия

Тръбопроводите от Съединените щати до Канада и Мексико, Боливия до съседните страни в Южна Америка и Северна Африка до Европа дават значими примери за по-традиционни регионални търговски модели, но екстензивният износ по тръбопроводи от Русия за Европа е най-известният и все по-често използвано средство.

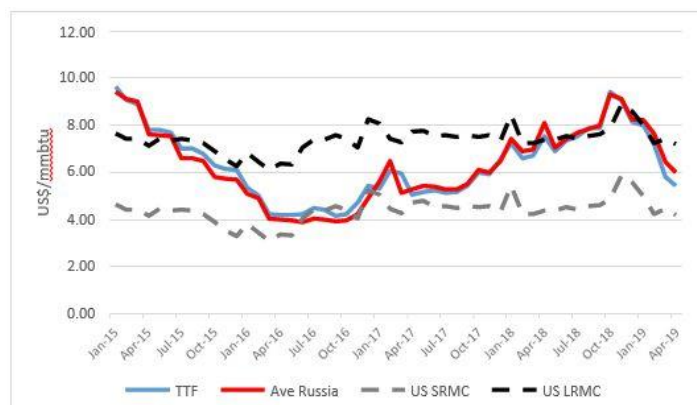
За разлика от това азиатският пазар на газ е доминиран от LNG. Това е главно защото най-големите традиционни пазари са сравнително отдалечени - Япония и Тайван са острови, а Южна Корея е полуостров, отцепен от достъпа до газопровода.

Конкуренция се проявява в Европа, и не е изненада, тъй като това е може би най-диверсифицираният пазар на газ в света. Местното снабдяване с газ, въпреки че намалява, все още играе важна роля; вносът по тръбопроводи пристига от Северна Африка, Норвегия, Русия и скоро от Азербайджан, докато капацитетът за регазификация на континента от 220 милиарда кубически метра (bcm) дава възможност за достъп до множество други доставчици.

В действителност обаче конкуренцията се свежда до руския газопровод в сравнение с LNG, тъй като другите източници на внос на тръбопроводи не са с нужния капацитет. Съперничеството е засилено, тъй като на границата конкуренцията е между Газпром и новия износ на втечнен природен газ в САЩ. Американският втечнен

природен газ, базиран на цената на Хенри Хъб плюс други разходи за доставка, се превърна източник за втечен природен газ.

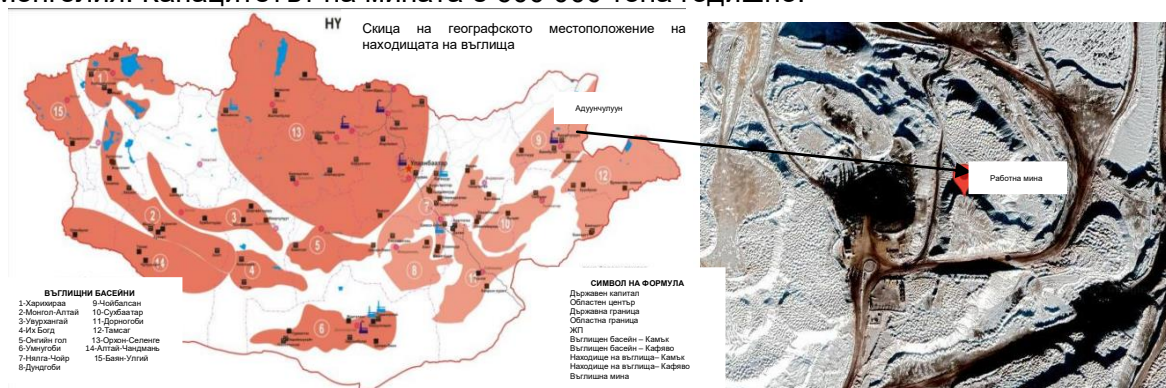
Сравнение на цените на газа в Европа с износните разходи за втечен природен газ в САЩ.



Фиг. 3.3 Цените на газа в Европа с износните разходи за втечен природен газ в САЩ

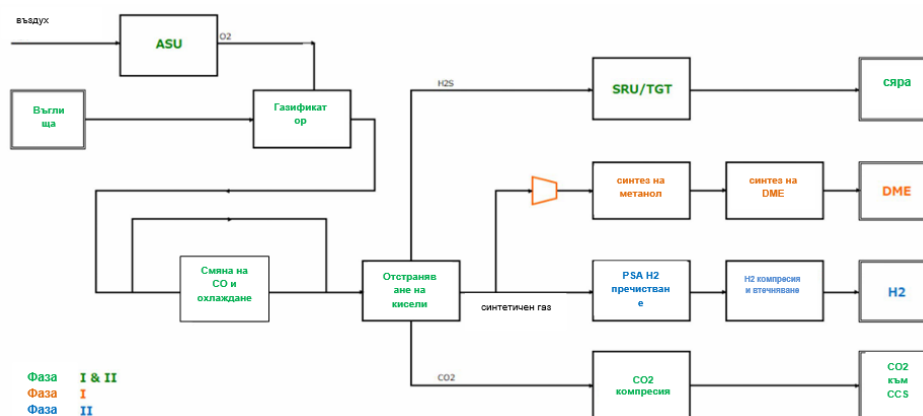
3.3. Възможността за производство на водород с използване на въглища в Монголия

Монголын Алт Корпорация (МАК), базираната в Монголия, притежава въглищната мина Адуунчулуун. Въглищната мина Адуунчулуун е действаща повърхностна въглищна мина близо до град Чойбалсан, в област Баянтюмен, провинция Дорнод, Монголия. Капацитетът на мината е 600 000 тона годишно.



Фиг. 3.4 Местоположение на проекта за производство на водород

Газификаторите с увлечен поток са препоръчителни, като се има предвид относително по-високото съдържание на влага, 47,49% и по-високо съдържание на пепел 6,0%. Това е така, защото относително по-високата газификация работи температура във въведения поток газификаторите могат да стопят въглищата във стъкловидна вложка шлака и да произведат чист синтетичен газ без катран.



Фиг. 3.5 Блокова диаграма за фаза I и фаза II

Вариантите за CCS, които трябва да бъдат разгледани основно като потенциални базови случаи, са изброени по-долу.

- Геоложко съхранение
- CO₂EOR

Следните опции са по-малко възможни. Транспортирането на CO₂ е ограничение за изпълнимостта.

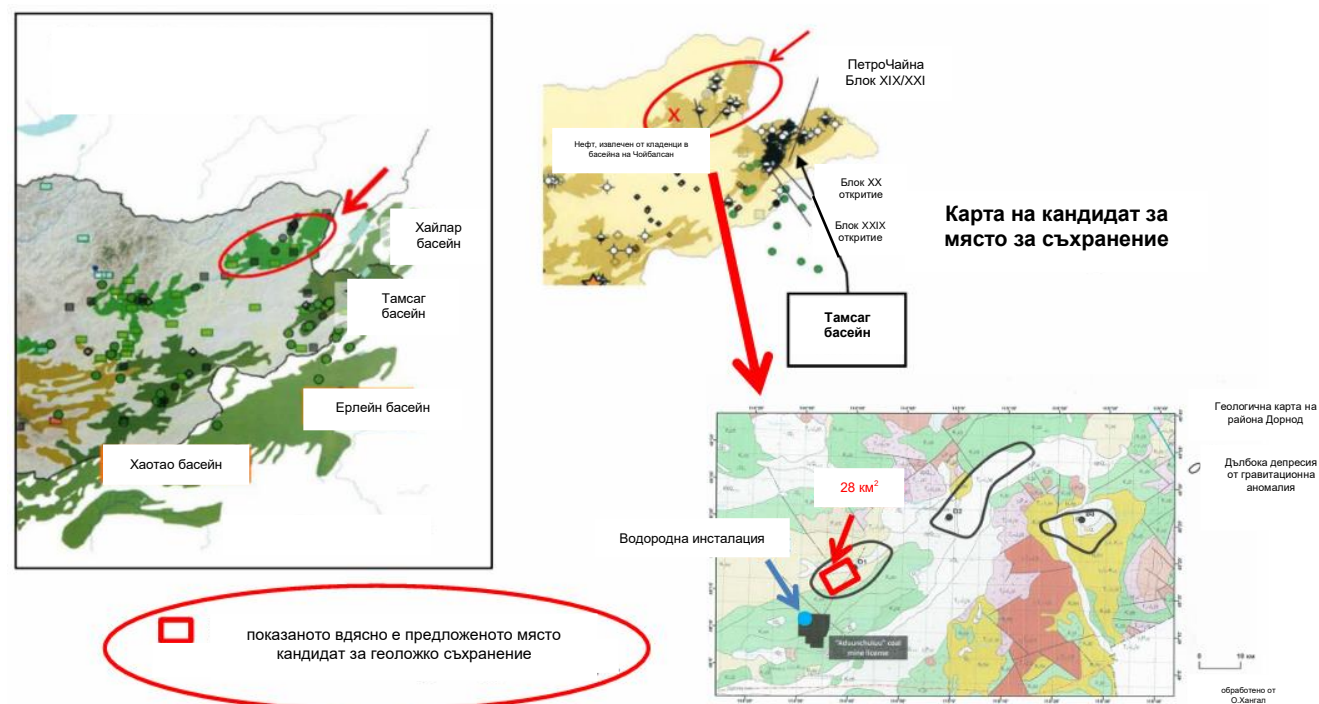
- ЕСBM --> Местата на CBM са на около 1000 km от източника на CO₂.
- Минерализация на CO₂ --> В близост до CO₂ не се откриват възможности.

Предположения при избора на място:

По-долу са предположенията за соления водоносен хоризонт за съхранение на CO₂.

- Дълбочина: 2000 m
- Температура: 60°C
- Дебелина на формацията: 100m
- Порьозност: 10%
- CO₂ насищане: 50%
- Ефективност на почистване: 25%
- Общ обем CO₂ при суперкритични условия: 35 300 000 m³
- Скален обем, необходим за съхранение на общ CO₂ над: 2 820 000 000 m³
- Необходима площ: 28 km².

Ако се приеме, че басейн до предполагаемата площадка на завода е аналогичен на басейна Тамсаг, необходимата площ ще бъде налична в близост до площадката на завода за геоложко съхранение, както е показано по-долу.



Фиг. 3.6 Място за геоложко съхранение

Основава на предположението, че басейнът на предложеното място има характеристики, подобни на Басейн Тамсаг.

• Възможности:

- Ако целевият солен водоносен хоризонт има хомогенни слоеве пясъчник с нетна дебелина над 20 m, предложеното място има достатъчен потенциал за съхранение на проектираните. Количество на CO₂, включително бъдещо увеличение.

Рискове:

- Установено е, че някои структури са разединени поради неизправности, предизвикващи риск от изтичане на CO₂.
- Слойт пясъчник трябва да бъде непрекъснат. Но наблюдаваният пясъчник е отложен от алувиален фон. Съответно би било вероятно пясъчникът да няма непрекъснатост. Също така, безпокойство е това лещовидните пясъчни слоеве може да са доминиращи.
- Фокусирайки се върху пясъчника, би се очаквала ниска проницаемост. Редът на 0,1 mD до 10mD ще увеличи необходимия брой инжекционни сондажи. Това може да е подходящо за съхранение само на по-малко от 10 000 тона CO₂ годишно.
- Необходимият брой сондажи за впръскване на CO₂ може да надхвърли толеранса поради проблем с приемаща способност.

Във фаза I DME се произвежда от въглища и проблемите на транспорта ще бъдат проучени в следващата глава.

3.4. CBM изследвания и пилотни инсталации в Монголия

Намирайки се в много ранен етап, управлението на водите и генерирането на енергия от CBM не са включени в обхвата на изследването. Но потенциалът е налице и ако се бъде одобрен, има възможности за използване на метана.

Таблица 3.1. Ресурси на CBM от основните находища на въглища в Монголия

Въглищни басейни	Ресурси, милиона t	CH ₄ , съдържание, m ³ /ton	CH ₄ , ресурс, млн m ³
Нуурст хотгор	143.3	4.53	715.7
Хар Тарвагатай	19.73	2.41	52.3
Хушуут	88	4.81	467
Зээгт	4.58	3.26	16.4
Могойн гол	4.1	2.55	11.5
Сайхан Овоо	28.3	6.51	203.2
Увурчулуут	3.8	1.42	5.9
Баянтээг	29.7	2.83	92.7
Тэвшийн гоби	588	2.83	1835.4
Таван толгой	6400	7.65	53938.1
Шарийн гол	61.3	2.97	200.9
Налайх	58.85	2.97	192.9
Багануур	511	2.92	1642.9
Шивээ Овоо	563	2.97	1845.2
Чандманатап	123	1.84	249.6
Талбулаг	81.5	1.84	249.6
Адуунчулуун	241.26	1.42	376.5
Нарийн Сухайт	21.84	3.4	81.8
Улаан овоо	53.98	3.68	219
Хуут	87.5	1.84	177.5
Увдугхудаг	159.2	1.84	323
Аман гол	1500	3.11	5150.3
Общо	10711.94		68039.5

Таблица 3.2. CBM сондаж M-05, газов анализ

Дълбочина, м	N ₂ (%)	CH ₄ (%)	CO ₂ (%)
363.0-363.4	9	88.8	2.2
570.0-571.0	11.6	84.8	3.5
623.0-623.3	23.2	73.3	3.5
626.5-626.7	68.7	30.4	1
630.0-631.5	3.9	92.1	4.1
635.5-635.7	49.5	48	2.5
654.5-655.6	0.8	93.3	5.8

Таблица 3.3. Очаквани общи ресурси на CBM в основните пластове на въглищното находище Таван Толгой

Шев	Дълбочина, м	Дебелина, м	Ресурси от въглища, тона	Среден газ Nm ³ /тон	CBM ресурс (GIP)*	
					Nm ³	млн тона
#7	309.0-318.1	9.1	693,333,333	0.06	41,600,000	0.033
#10	462.1-497.8	35.7	2,720,000,000	11.69	31,795,800,000	24.929
#14	623.2-637.0	13.8	1,028,571,429	12.06	12,404,571,429	9.725
#15	654.1-656.8	2.7	205,714,286	3.06	629,485,714	0.494
#16	691.5-705.5	14	1,066,666,667	5.19	5,536,000,000	4.34
#17	708.1-714.0	5.9	411,428,571	1.63	670,628,571	0.526
Общо		81.2	6,125,714,286		51,079,085,714	40.05

Забележка: *Газът на място (GIP) се използва за изчисляване на CBM газ като GIP = въглищен ресурс [тонове] x газ [Nm³/t]

Въглищна мина Нариин Сухайт

Монголия доставя 21% от китайския внос на коксови въглища от две основни находища на въглища: Тавантолгой и Нариин Сухайт (НС).

Нариин Сухайт е стратегически разположен в близост до китайския пазар: 55 от от границата с Китай

Производствен капацитет: 10 МТ годишно,

Годишен износ на въглища до 2024 г.: 15 млн тона.

Тест, проведен на находището с използване на оборудване по време на проучването 4 сондажа и дълбочина 83-379 m. Изготвен доклад на базата на геофизични трупи, адсорбционна изотерма тестове за десорбция.

Таблица 3.4. Резултати от теста за десорбция на процеса на пробиване

Примерно име	Име на сондаж	Дата на анализ	Дълбочина на пробата, m	Съдържание на газ	
				S&W, m ³ /tonne, (суров)	S&W, m ³ /tonne, (DAF)
Канистър №1 29 Октомври 2012 г	M12-714	11 Дек 12	83	0.184	0.193
Канистър №2 09 Ноември 2012 г	M12-715		379.7	3.758	3.758
Канистър №3 15 Ноември 2012 г	M12-713A	11 Дек 12	318.2	3.093	3.453
Канистър №4 18 Ноември 2012 г	M12-713A	11 Дек 12	331.2	1.185	1.573
Канистър №5 22 Ноември 2012 г	M12-713A	11 Дек 12	345.2	0.015	0.016
Канистър №6 25 Ноември 2012 г	M12-713A	11 Дек 12	376.2	1.231	1.334
Канистър №1 - 524	M12-284B	17 Юни 12	203	0.09	0.168
Канистър №2 - 525	M12-284B	17 Юни 12	217.4	0.172	0.0192
Канистър №3 BTM - 526	M12-284B	17 Юни 12	245	0.941	1.753

Въглищна мина Таван Толгой

Технически меморандум е подписан между „Ерденес Тавантолгой“ ООД, „Елген“ ООД и корейската компания „Когаз“ през 2014 г. Те започнаха процеса на проучване в рамките на монголския закон за петрола от Февруари 2014 г. Корейската компания „Когаз“ има достатъчно опит в сектора на природния газ. Изследователският екип на тази компания проучва оценката на запасите от метан от въглищните пластове и възможността за извличане в експлоатационната площадка на въглищна мина Тавантолгой, която принадлежи на „Ерденес Тавантолгой“ ООД. Метанът от въглищното пласто е проучен на площадка от 41,8 m², прокарани са 5 сондажи и е определено съдържанието на метан от въглищните пластове.

Под-басейн на Номгон за CBM

„Elixir Energy“ ООД е неотдавна изтъкнат изпълнител в енергийното пространство на ASX и изглежда, че работата му ще продължи.

Компанията отчита впечатляващи резултати от съдържанието на газ и по договора си за производство на границата между Монголия и Китай.

След като постигна първото откриване на газ в Монголия през Февруари в сондажа Номгон-1, EXR бързо последва управляващият директор сондажа за оценка на Номгон-2, който надмина очакванията на „Elixir Energy“ ООД.

Резултатите от съдържанието на газ бяха почти идентични с тези от сондажа Номгон-1, средно над 5 кубически метра на тон.

Проект Гурвантес XXXV (TMK ENERGY ООД)

TMK Energy Limited е компания за проучване на газ, публично регистрирана на Австралийската фондова борса (ASX: TMK), и е активно ангажирана в глобалния енергиен сектор. Със 100% интерес в проекта Gurvantes XXXV, разположен в басейна на Южна Гоби в Монголия, и 20% интерес в проекта Talisman Deer, който обхваща структурата Napoleon, разположена в подбасейна Barrow-Dampier, TMK продължава да затвърждава позицията си в индустрията.

Водещият проект на TMK, проектът Гурвантес XXXV, всеобхватна инициатива за проучване на газ от въглищни пластове (CBM), обхващаща обширна площ от приблизително 8 400 km² в басейна на Южна Гоби в Монголия. Те включват наличието на множество екстензивно дебели, висококачествени, битуминозни въглищни пластове, които не само излизат на повърхността в района, но също така се простират по протежение на впечатляващо направление изток-запад, обхващащо приблизително 150 km. Районът на проекта включва също шест активни операции за добив на

въглища, заедно с двадесет и шест лизинга за добив на въглища и множество лицензи за проучване на въглища, които заедно определят много голям ресурс от въглища.



Фиг. 3.7 Местоположение на проекта Гурвантес XXXV

ТМК разви Проучвателна програма за 2022 г., резултатите от която доведоха до 1,2 трилиона ft^3 (TCF) условен ресурс (2C) газ, сертифициран за проекта, което прави проекта Gurvantes XXXV най-големият условен газов ресурс в Монголия.

Съществуват множество пазарни възможности за газ Номгон PSC, в допълнение към очевидната необходимост от доставка на газ за Китай.

Съществуващото широкомащабно пренос на електроенергия преминава през района на PSC, който има голям резервен капацитет, докато мрежата на Монголия се нуждае от нови източници на енергия, особено за захранване на местни минни операции.

В границите на PSC, но изключено от споразумението, се намира едно от най-големите находища на въглища в света, държавната собственост на въглищната мина Таван Толгой. В рамките на PSC е и управляваната от Rio Tinto медна / златна мина Оюу Толгой, най-големият потребител на енергия в Монголия, който търси ново местно производство на електроенергия, което да замени китайския внос.

Освен това могат да бъдат създадени множество заводи за втечнен природен газ (LNG), които да снабдяват големите автопаркове за транспорт на въглища в региона.

EXR вече е подписал Меморандум за разбирателство с MT Group, един от най-големите търговци на горива в Монголия, относно възможното развитие на завод за малък LNG (LNG).

3.5 Използване на метан от въглищни пластове (отопление, източник наелектричество и за превозни средства) в Монголия

Използването на метан от въглищни метани за електроснабдяване на мините вече е широко развито в много страни. С достатъчно и евтина енергия в мините може да се използва повече електрическо оборудване вместо машини с дизелово задвижване и работата на пречиствателната станция за въглища става възможна. Използването на електрически багери, електрически сондажни машини и транспортен транспорт на въглища и скали значително ще намали разходите за добив.

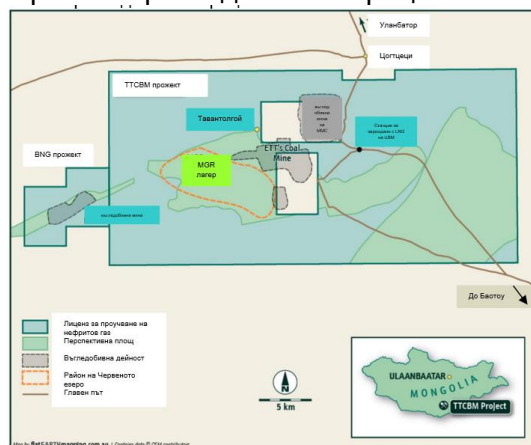
Освен това, вода, извлечена заедно с метан, може да се използва в инсталацията за измиване на въглища. По този начин използването на метан може да увеличи икономическите ползи от въглищните мини и да гарантира стабилно качество на въглищата, като направи възможно измиването на въглищата.



Фиг. 3.8 CBM газова електроцентрала

Използване на метан в транспортни средства и домакинства

Построената от UBM станция за втечен природен газ е стратегически разположена в непосредствена близост до местните мини и главния път към китайската граница. Местоположението му е на по-малко от 10 km от проекта TTBCM на Jade в района на Южна Гоби в Монголия (Фиг. 3.9) и влезе в експлоатация в края на февруари 2024 г., като през пробния период трябва да бъдат събрани ценни данни за използването на гориво и ефективността. Това е първата станция за втечен природен газ на UBM извън столицата на Монголия, Улан Батор (UB), и е построена, за да се използва значителна възможност в региона чрез доставка на втечен природен газ като гориво за до 13 000 дизелови товарни камиона, постепенно измествайки дизела с втечен природен газ. Преходът към LNG е предназначен да осигури голямо намаляване на въглеродните емисии, подкрепяйки амбициите на компанията в областта на околната среда, социалните отношения и управлението (CBM), заедно с оптимизиране на разходите и операциите.



Фиг. 3.9 Стратегическо местоположение на станцията за втечен природен газ на UBM в близост до местните мини и MGR Camp на Jade

Потенциално използване на CBM и възлища за намаляване на замърсяването на въздуха

Средното пространство на всяка газорегулаторна станция, която захранва 10 000 домакинства с природен газ (има пет резервоара от 50 кубически метра и 4 изпарителни съоръжения) е 160 m^2 ($20\text{m} \times 8\text{m}$) и ако се изчислят безопасните разстояния, площта на газорегулаторната станция трябва да бъде най-малко 1,29 hectare, а ширината и дължината са съответно 120 m и 108 m.



Фиг. 3.10 Зоните за заселване в района на гер в град Улан Батор
Указания и пътеки за магистрален тръбопровод за природен газ от завода за SNG до град Улан Батор, които са в техническата и икономическата основа на проекта за завод за SNG и местоположенията на станциите за регулиране на газа



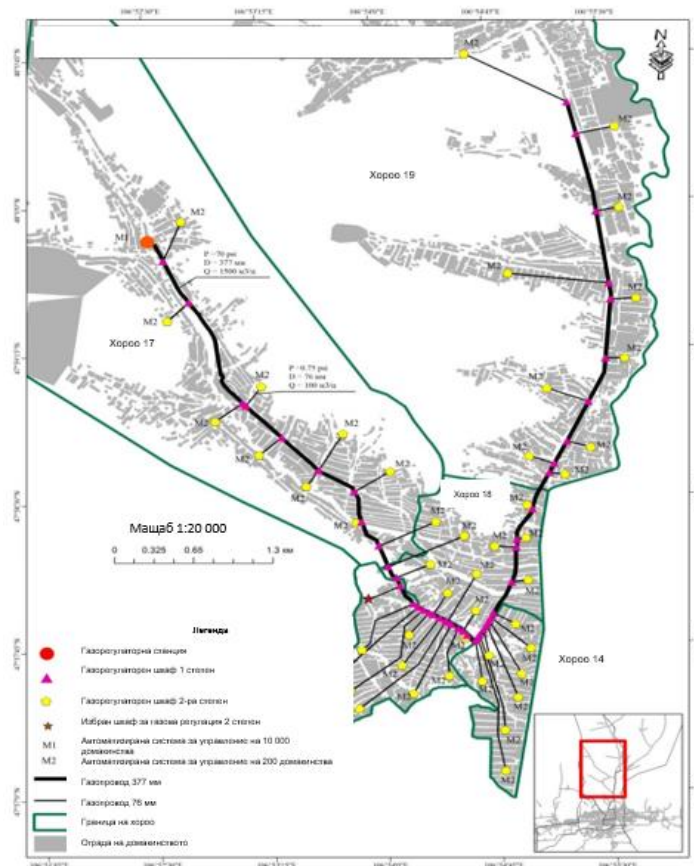
Фиг. 3.11 Проект за инсталация за пропан-бутан и местоположения на газорегулаторни станции

Въз основа на капацитета на проекта, оформлението на системата за захранване с потребление на енергия с природен газ на домакинствата в района се предвиждат съоръжения.

Таблица 3.5. Разположение на системата за доставка на природен газ на домакинствата в района на гер

№	Станции и табла	Количество	Капацитет, хил. $m^3/year$	Количество за домакинството на станция и пост
1.	Газорегулаторна станция	8	12500	10000
2.	Първи газов регулаторен пункт	400	250	200
3.	Втори газов регулаторен пункт	400	250	200
4.	Трети газов регулаторен табло	5600	37.5	20-40
5.	Първи газоизмервателен	80000	1.25	1

	пункт			
6.	Втори газоконтролен пункт	80000	1.25	1



Фиг. 3.12 Проект на инсталация за SNG и местоположение на газорегулаторни станции

Изходи

- Потреблението и технологиите на CBM се развиват по света и Монголия, като развиват своите вътрешни енергийни източници, като намалявайки енергийната си зависимост.
- При технологията за производство на водород, отделения CO₂ трябва да се съхранява под земята и това увеличава CAPEX и OPEX. Инфраструктурата е развита слабо в Монголия и разстоянието между въглищните мини и резервоарите е голямо.
- Получени са резултати, като съдържанието на метан в CBM е 89 до 94% в резервоара.
- Обработени са много проучвания за осъществимост за намаляване на замърсяването на въздуха с помощта на използване на горими газове.

ГЛАВА 4. ОПТИМИЗИРАНЕ НА ТРАНСПОРТИРАНЕТО НА ГАЗ В МОНГОЛИЯ

4.1. Моделиране на въздействието на метана на въглищните шеве върху монголската икономика

За целите на тази задача моделът обхваща дейности по веригата до точката на продажба, както е дефинирано по-долу.

1. Сценарий 1: Мястото на продажба ще бъде от изходна точка на находището / при входна точка на захранващата линия в завод за LNG.

2. Сценарий 2: Мястото на продажба ще бъде от изходна точка на находище / при входна точка на захранващата линия към електроцентралата.

3. Сценарий 3: Мястото на продажба ще бъде от изходна точка на инсталацията за компресиране и пречистване на газ в находището /до точката на свързване на тръбопровода.

Прогнозните капиталови и оперативни разходи на модела за нисък, среден и висок ценарий бяха предоставени от настоящите оператори в Монголия CBM проекти. Прегледани са тези оценки на разходите и са направени необходимите корекции, за да статистическа обработка на данните въз основа на сравнителна информация и в някои случаи да обективизира данните от техните източници. Всички оценки на разходите бяха предоставени в реални стойности за 2020 г. и след това завишени, като се използва предположение за инфлация от 2% годишно до момента, в който са направени. Базата и допусканията за единични разходи за капиталови и оперативни разходи са описани в таблица 4.1.

Таблица 4.1. Разходни допускания за капиталови и оперативни разходи

CAPEX и OPEX Предположения	Базови и единични разходи
CAPEX за сондаж и съоръжение	0,450 MM USD/сондаж
OPEX, свързани с производството на газ (променлива)	0,050 \$USD /Mscf суров газ
OPEX за пречистване на водата (променлива)	0,100 \$USD /барел вода
Ремонт, поддръжка и експлоатация на полето OPEX	\$USD 0,05 MM фиксирани на година и \$USD 150 000 за онлайн сондаж
Тарифи за преработка на газ (OPEX)	0,750 \$USD /Mscf суров газ
Разходи за изоставяне	6,5 % от CAPEX за сондаж и съоръжение да бъдат изразходвани поравно 5 години след сондажната кампания
Проучване и оценка	10 % от CAPEX за малък случай 5 % от CAPEX за среден случай 2,5 % от CAPEX за висок случай

Обобщенията на входните данни за всеки от тези случаи са представени в Таблица 4.3 до Таблица 4.5.

Вариант 1. Нисък сценарий: Малкомащабно производство на CBM към LNG за транспортно гориво за местния пазар.

Таблица 4.3 Резюме на входящите данни за разработка

Показатели за развитие	Стойност	единица
Производство на суров газ	40.6	Bscf
Общо продажби Произведен газ	31.5	Bscf
Общо произведена вода	19.2	MMstb
Сондажи за разработване	106	количество сондаж
Средно възстановяване на сондаж (след гориво+използване на факела)	0.30	Bscf/ сондаж

Вариант 2. Среден сценарий: CBM за генериране на електроенергия на газ за базова мощност на местния пазар при 80 MWt

Таблица 4.4. Резюме на входящите данни за разработка

Показатели за развитие	Стойност	единица
Производство на суров газ	188.2	Bscf
Общо продажби произведен газ	146.1	Bscf
Общо произведена вода	89.1	MMstb
Сондажи за разработване	492	количество сондаж
Средно възстановяване на сондаж (след гориво+използване на факела)	0.30	Bscf/ сондаж

Вариант 3. Висок сценарий: CBM за износ по тръбопровод към международен купувач.

Таблица 4.5. Резюме на входящите данни за разработка

Показатели за развитие	Стойност	единица
Производство на суров газ	1,477.6	Bscf
Общо продажби Произведен газ	1,147.0	Bscf
Общо произведена вода	700.2	MMstb
Сондажи за разработване	3,872	количество сондаж

Средно възстановяване на сондаж (след гориво+използване на факела)	0.30	Bscf/ сондаж
---	------	--------------

Проектите за CBM в Монголия понастоящем работят съгласно договори за споделяне на продукцията (PSC) с възстановяване на разходите и разпределение на печалбата между правителството и изпълнителите. Преразглеждането на Закона за петрола на Монголия през 2014 г. опростява някои фискални условия, включително премахването на данъка върху дохода, данъка, удържан при източника на дивиденди, и данъка върху добавената стойност и митническата тарифа.

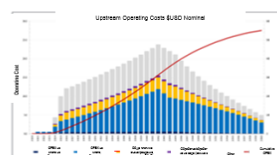
Ключовите правителствени фискални условия за проекти за CBM подлежат на договаряне с властите за всеки отделен оператор и потенциално за всеки отделен лиценз. В съответствие със Закона за петрола от 2014 г. печалбите варират от 5 % до 10 % от брутните приходи. Ограничението за възстановяване на разходите и разпределението на печалбата за правителството подлежат на договаряне за всеки проект по проект. Разпределението на печалбата за правителството не се степенува, а се прилага върху праг на производствената норма. За анализа се приема, че процентът на роялти е 7,5 % като средна точка на диапазона 5-10 %. Екипът по енергетика прегледа лимита за възстановяване на разходите и споделянето на печалбата за предположенията на правителството, направени от операторите, и направи необходимите корекции за нормализиране и анонимизиране на фискалните условия. Бонусът за подпис и бонусите за производство не са включени в анализа. Таблица 6 обобщава допусканията за фискалните условия.

Таблица 4.6. Резюме на монголските условия на PSC

Фискални условия	Закон за петрола	Предположения в анализа
Роялти	5 % - 10 %	7.5 %
Лимит за възстановяване на разходите	За CBM - предстои уточняване	70 %
Споделяне на печалба за правителството		
0-1 млн m ³ /day		30.0 %
1 – 2 млн m ³ /day		32.5 %
2 – 3 млн m ³ /day		35.0 %
3–4 млн m ³ /day		37.5 %
>4 млн m ³ /day		40.0 %
Данъчна ставка	Освободени	0.0 %
Удържан данък върху дивиденда	Освободени	0.0 %
ДДС и митническа тарифа	Освободени	0.0 %
Участие на изпълнителя	100 %	100 %
Бонус за подпис	Както е предложено от Изпълнителя	Не са включени
Бонус за производство	Както е предложено от Изпълнителя	Не са включени



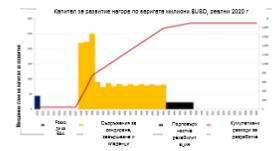
Фиг. 4.1 Капитал за развитие нагоре по веригата – нисък случай



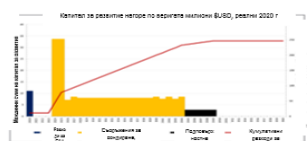
Фиг. 4.4. Оперативни разходи нагоре по веригата – среден случай



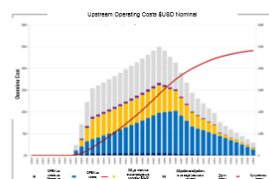
Фиг. 4.2. Оперативни разходи нагоре по веригата – нисък случай



Фиг. 4.5. Капитал за развитие нагоре по веригата – висок случай



Фиг. 4.3. Капитал за развитие нагоре по веригата – среден случай

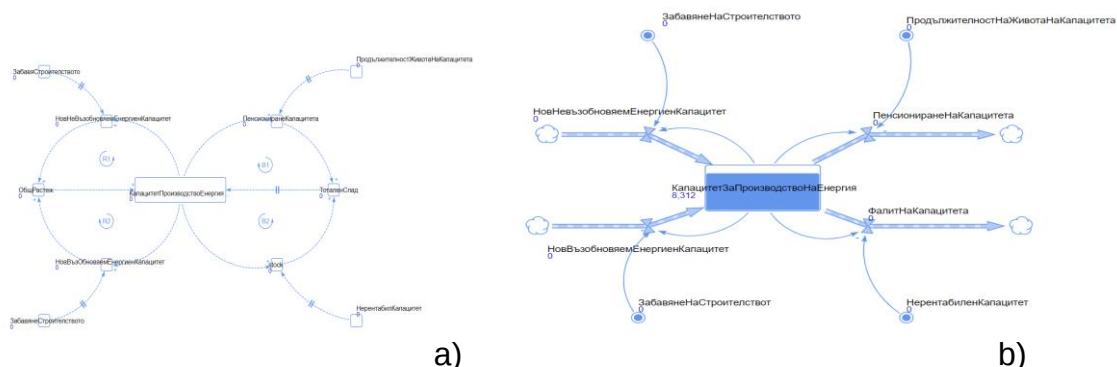


Фиг. 4.6. Оперативни разходи нагоре по веригата – висок случай

Във всички случаи режимът на роялти-данък дава значително по-високи недисконтирани парични потоци и нива на възвръщаемост за инвеститорите в сравнение с режима на PSC.

4.2. Използване на системно динамично моделиране

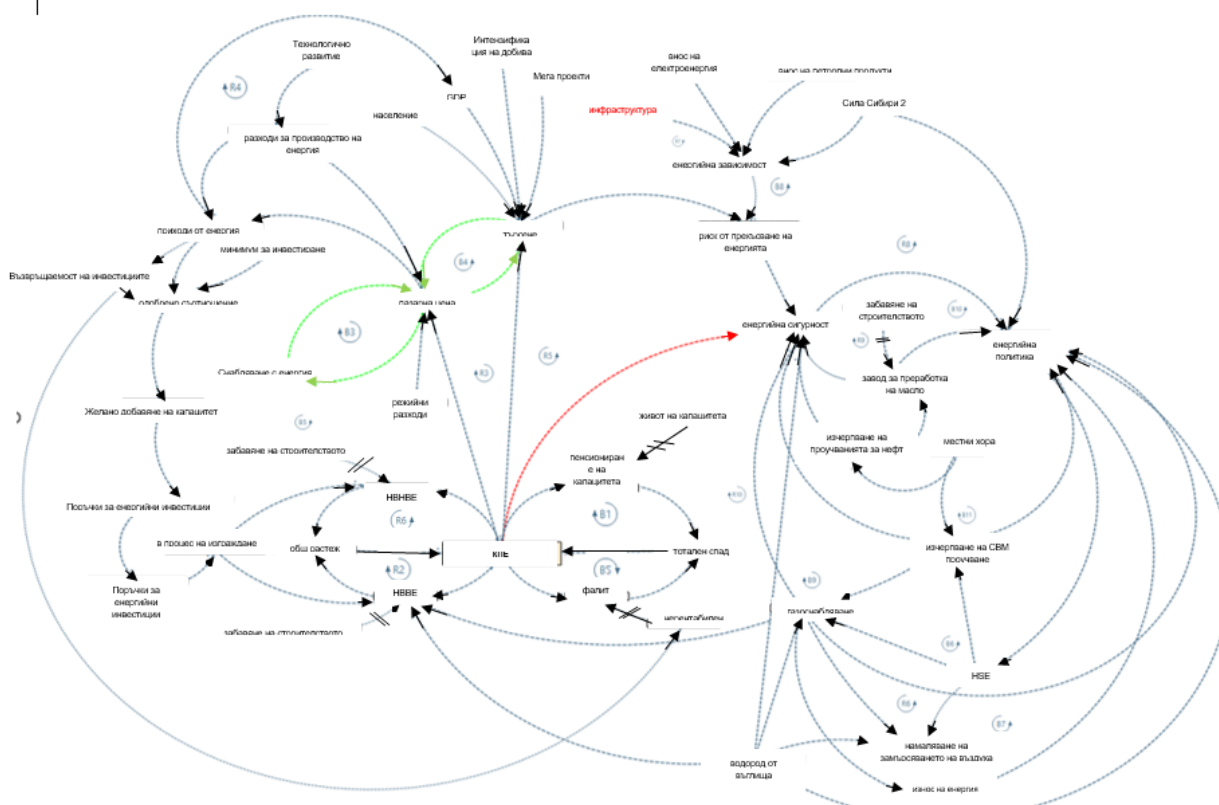
То включва нарастващо търсене на енергия, изчерпване на изкопаемите горива, заплахи от замърсяване от енергия емисиите и глобалното затопляне. Високата енергийна зависимост, липсата на развитие на енергийната ефективност и несигурната политика към развитието на възобновяемата енергия (ВЕ) са други ключови предизвикателства.



Фиг. 4.7 Вериги за обратна връзка (a) и модел на стокския поток (b).

Моделът на стокския поток се провежда през периода 2007–2050 г. (период от 43 години) и следният параметър необходими са стойности за провеждане на симулации.

КПЕ - Капацитет за производство на енергия
НВНВЕ - Нов капацитет за невъзобновяема енергия
НВВЕ - нов капацитет за възобновяема енергия



Фиг. 4.8 Вериги за обратна връзка от Laimon et al. [1] диаграма на причинно-следствената връзка (CLD), възпроизведена в запаса модел на потока (обозначен с удебелен шрифт). CLD съдържа 21 вериги за обратна връзка, включително десет усилващи вериги (R1 до R10) и единадесет балансиращи контура (B1 до B11). Този CLD подчертава основните компоненти на енергиен сектор, свързан с енергийната (газова) политика на Монголия, включително енергийни ресурси (контури R1 и R2); производство, предлагане и търсене на енергия (контури R3, B3 и B4); енергийна икономика (контури B5 и R4); политики за замърсяване на въздуха и енергийни емисии (контури R6, B6 и B7); и енергийна политика разработки (примки R7, B8, R8, B9, R9, B10, R10 и B11). Параметрите в червено липсват или са лоши с представения в Монголия.

Таблица 4.7 Сценарий за развитие на газовия сектор

№	Параметър на модела	Сценарий (без растеж)	Сценарий (основен случай)	Сценарий (вероятно да се случи)
1	Темп на нарастване на търсенето на черни въглища	0%	0%	3.9%
2	Темп на нарастване на търсенето на кафяви въглища	0%	-8%	-0.02%
3	Темп на нарастване на търсенето на газ	0%	22.7%	9.4%
4	Темп на нарастване на търсенето на вятърна енергия	0%	3.25%	16.9%
5	Темп на растеж на търсенето на слънчева енергия	0%	18%	29.2%
6	Темп на нарастване на търсенето на водноелектрическа енергия	0%	6.3%	3.4%
7	Темп на нарастване на био търсенето	0%	4.71%	0.65%

Таблица 4.8 Сравнение на всички сценарии за развитие на енергийния сектор спрямо базовия сценарий.

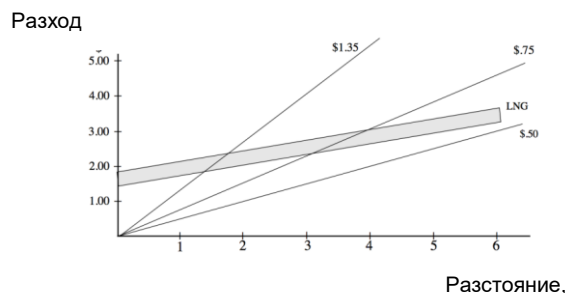
№	Сценарий	Зависимост от импортиране		Намаляване на замърсяването на въздуха		Резерви (Въглища/газ)	СВМ		H ₂	
		2030	2050	2030	2050		2030	2050	2030	2050
1	Година									
2	Сценарий 1	80	47	2.5%	4.8%		11%	38.5%	0%	11%
3	Сценарий 2	35	20	39%	51%		38%	51.2%	5%	21%
4	Сценарий 3	43	27	28%	19.5%		61.2%	78.7%	45%	154%

Установен е баланс на търсенето и предлагането и последиците върху запасите от изкопаеми горива, енергийната зависимост, цените на енергията, енергийния фалит и замърсяването на въздуха.

4.3. Икономически изследвания на транспорта на газ

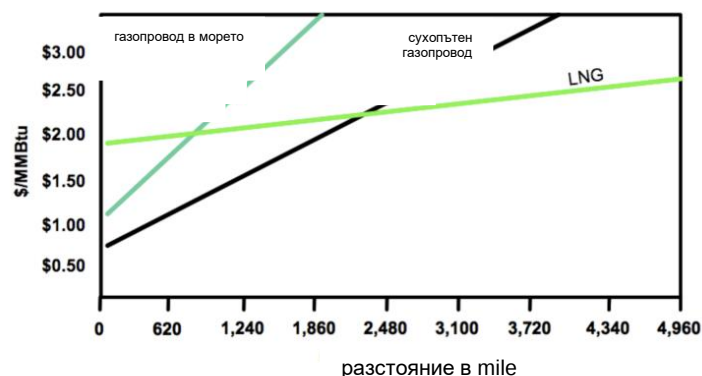
Сравняване на цената на LNG с тръбопроводния транспорт

Представени са три криви за хипотетични профили на разходите на тръбопровода спрямо кривата на разходите за LNG, разкривайки вероятни точки на безубезност:



Фиг 4.9. Транспортни разходи за втечен природен газ

По-нови проучвания показват още по-ранни точки на безубедност (~ 700 mile и ~ 2200 mile за морски и сухопътни тръбопроводи):



Източник: Институт по газови технологии

Фиг 4.10. Транспортни разходи за втечен природен газ и газопровода
Изглежда, че технологията намалява разходите за ВПГ.

Докато LNG първоначално се използва на много големи разстояния (за които проектите за тръбопроводи не са икономически оправдани), технологичният напредък изглежда измества резултата към по-къси разстояния. Фигурата по-долу показва как профилът на разходите за втечен природен газ е намалял до известна степен от 90-те до 2000-те години:

Таблица 4.9. Намаляване на разходите във веригата за втечен природен газ (проект за LNG от Близкия изток до Далечния изток), \$ / млн Btu

№	Разходите	Разходи, оценени в началото на 1990 г	Разходи, оценени в началото на 2000-те години
1	Разходи за развитие нагоре по веригата	0.5-0.8	0.5-0.8
2	Втечняване	1.3-1.4	1.0-1.1
3	Доставка на LNG танкер	1.2-1.3	0.9-1.0
4	Регазификация	0.5-0.6	0.4-0.5
	Обща разход	3.5-4.1	2.8-3.4

Източник: TotalFinaElf, Gaz de France and Cedigaz, WEC, 2001

4.4. Основни фактори за транспортиране на газ в Монголия

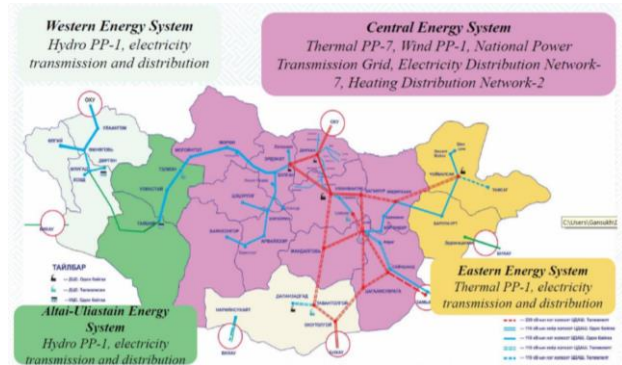
Инфраструктура на Монголия



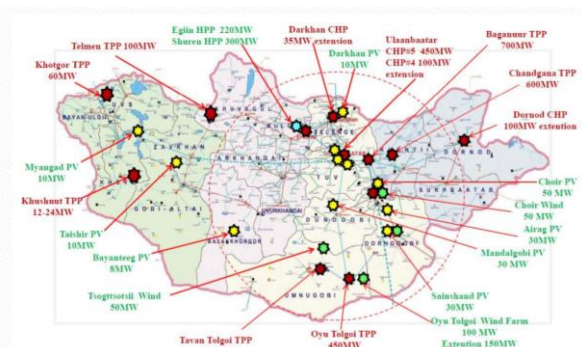
Фиг 4.11. Карта на монголската железопътна система (черната е съществуваща железопътна система, лилаво и червеното са бъдещият план) Източник: (MTZ, 2015)



Фиг 4.12. Карта на Монголия (път)



Фиг 4.13. Текуща енергийна мрежа в Монголия



Фиг 4.14. Планирани проекти 2016 до 2028 г



Фиг 4.15. Карта на плътността на населението в Монголия



Total CBM
• 1 MM ton/y a power pl
• 4 MM to
• For househ

CAPEX esti
• 634 million (ISBL+OSE

Economic ai
• Can be pro 30% deper price at the
• For examp IRR 17% :

Общ запас от CBM от 40 милиона тона
1 милион тон/година доставка на CBM за работа на електроцентраля с капацитет 250 MW
4 милион тон/година с капацитет 1 GW

Оценка на CAPEX
634 милиона щатски долара

Икономически анализ
Печеливш IRR до максимум 30% в зависимост от цената на CBM и цената на пазара.
Например.
IRR 17% - \$2.0 (c) - 4.0(ц)/MMBtu

Фиг 4.15. Предварителен проект за газопровод от въглищна мина Таван Толгой до град Улан Батор

4.5. Сравняване на транспортните методи за природен газ (тръбопровод и железопътна линия за втечен природен газ)

С появата или разширяването на находища, петролни рафинерии или зони на потребление са необходими нови товарни потоци. Решаваме задачата за избор на най-добрия начин за реализиране товарен трафик, т.е. оптималния метод за транспорт. Има много показатели, които могат да се използват за сравняване на различни транспортни методи: икономически (инвестиционни и оперативни разходи), вложен метал, ритъм и др.

Изборът на конкретен вид транспорт се прави чрез технико-икономическо сравнение на вариантите. Най-важните икономически показатели са капиталовите разходи [K] и оперативните разходи [O].

Капиталовите разходи включват:

- Разходи за оборудване;

- Материални разходи;
- Разходи за строителство.

Оперативните разходи включват:

- Отчисления за амортизация и поддръжка;
- Заплата;
- Плащане на ток, гориво, вода и др

Капиталовите разходи се считат за еднократна инвестиция. Оперативните разходи са текущи, разпределени във времето. Ако при сравняване на двата варианта се окаже, че единият има и капиталови, и оперативни разходи по-малко от другия, т.е. ако $K_1 < K_2$ и $O_1 < O_2$, то рентабилността на първия вариант е безспорна.

Случаят подлежи на анализ, когато $K_1 < K_2$ и $O_1 > O_2$. Ако в този случай приемем втория вариант на изпълнение, тогава в сравнение с първия ще получим икономии на оперативни разходи, равни на $O_1 - O_2$. Но в същото време ще има излишък на капиталови разходи, равен на $K_2 - K_1$. Съотношението $t = \frac{(K_2 - K_1)}{O_1 - O_2}$ представлява периода на изплащане на свръхинвестираните капиталови разходи $K_2 - K_1$, дължащи се на спестяванията в оперативните разходи $O_1 - O_2$. Реципрочната стойност на периода на изплащане $E = \frac{(O_1 - O_2)}{K_2 - K_1}$ се нарича коефициент на ефективност. Това е спестяване на оперативни разходи от прекомерни капиталови разходи.

Вторият вариант ще бъде по-изгоден от първия в случай, че коефициентът на ефективност е достатъчно голям (или периодът на изплащане - $[t]$ е достатъчно кратък). Въпросът какво се разбира под „достатъчно голямо“ или „достатъчно малко“ се решава чрез сравняване на $[E_n]$ или $[t]$ с контролна (гранична) стойност, наречена нормализиран коефициент на ефективност E_n (или стандартен период на връщане T_n), който е зададен от дизайнерите.

Предпочитаното условие за опцията с по-ниски експлоатационни разходи (втората опция) може да се запише като:

$$\frac{O_1 - O_2}{K_2 - K_1} \geq E_n \text{ или } \frac{K_2 - K_1}{O_1 - O_2} \leq T_n.$$

Тогава

$$O_2 + E_n \cdot K_2 \leq O_1 + E_n \cdot K_1.$$

Смисълът на последния израз е следният: по-изгоден е вариантът с по-малко $O + E_n \cdot K$. Стойността $O + E_n \cdot K = P$ се нарича намалена себестойност.

Ако трябва да се обсъждат не два, а няколко или дори няколко варианта, след като сме ги номерирали във възходящ ред на капиталовите разходи, получаваме:

$$\begin{aligned} K_1 < K_2 < K_3 < \dots < K_n \\ O_1 < O_2 < O_3 < \dots < B_r \end{aligned}$$

Варианти, които не отговарят на тази анализ, трябва да бъдат отхвърлени като явно неблагоприятни. Когато се търси оптималната опция, като се използват коефициенти на ефективност (или периоди на изплащане), опциите трябва да се сравняват последователно: втората опция с първата, третата с втората и т.н. Опция, при която коефициентът на ефективност (или периодът на изплащане) е равен на стандарта или поне най-близо до него, е оптимален.

От горното следва:

- методите за определяне на най-изгодния вариант на базата на намалени разходи и използване на коефициенти на ефективност или периоди на изплащане водят до същия резултат;

- периодът на изплащане или коефициентът на ефективност не може да служи като икономическа характеристика, която определя степента на рентабилност на разглеждания вариант; можем само да кажем, че ако $E > E_n$, тогава въпросният вариант е за предпочитане пред този с по-ниски капиталови разходи; рентабилността се определя от разликата между намалените разходи на сравняваните опции.

При избора на оптимален вариант за транспортиране на петролни стоки, изчисляването на капиталовите и оперативните разходи се извършва по агрегирани показатели, което, разбира се, предполага ограничена точност на резултатите. Ако стойностите на намалените разходи, получени при изчисленията за двата варианта, са близки, тогава с помощта на добре познатите методи на математическата статистика трябва да се определят доверителните интервали и в случай на частично припокриване трябва да се определят допълнителни критерии за оптималност използвани. От опцията (разход на метал, надеждност и др.)

В Монголия могат да бъдат изградени два варианта на посоката на газопровода:

Вариант 1 от Русия до Китай

Дебит 38 милиард m^3

Разстояние 1110 km

Диаметър 1 420 mm

Инфраструктура - ЖП и асфалтов път

Капиталови разходи 17 трилиона щатски долара

Оперативни разходи 1,6 трилиона щатски долара

Вариант 2 от провинция Умнугоби до град Улан Батор

Дебит 3 млрд m^3

Разстояние 546 km

Диаметър 600 mm

Инфраструктура - асфалтов път

Капиталови разходи от 634 милиона щатски долара

Оперативни разходи 58 милиона щатски долара

Освен това има още една възможна версия за железопътен транспорт на LNG от провинция Умнугоби до град Улан Батор.

Дебит 3 млрд m^3

Разстояние 546 km

Капиталови разходи от 768 милиона щатски долара

Оперативни разходи 49 милиона щатски долара

Сравняването на капиталовите и експлоатационните разходи между тръбопровода и железопътната линия и определянето на оптималния вариант на вида транспорт на LNG е основната цел на това изследване.

$$E_H = \frac{O_1 - O_2}{K_2 - K_1}, \text{ коефициент на ефективност}$$

$$\frac{K_2 - K_1}{O_1 - O_2} \leq t < T_H, \text{ стандартен период на връщане } T_H$$

$$E_H = 0.15$$

За горепосочените варианти:

$$E_H = \frac{(58 \text{ милиона} - 49 \text{ милиона})}{(768 \text{ милиона} - 634 \text{ милиона})} = 0.06$$

$$t = \frac{(768 \text{ милиона} - 634 \text{ милиона})}{(58 \text{ милиона} - 49 \text{ милиона})} = 14.88$$

Ако $t < T_H$, т.е. допълнителните капиталови инвестиции се изплащат по-бързо, отколкото при процент, тогава вариантът с големи капиталови инвестиции е по-изгоден, т.е. втори. Ако $t > T_H$, тогава първият вариант е по-изгоден.

Следователно вторият вариант е по-изгоден.

4.6. Оптимизиране на транспортирането на LNG

Местоположение на находище СВМ -1 – Тавантолгой мина, Цогтцетий сум, провинция Умнугоби

Местоположение на находища СВМ -2 – Нарин Сухайт мина, Гурвантес сум, провинция Умнугоби

Местоположение на находище СВМ -3 – Блок суров нефт IX, Номгон сум, провинция Умнугоби

Местоположение на находища разтворен газ -4 – Блок суров нефт XIX и XXI, Матад и Халхгол сум, провинция Дорнод

Външен източник - внос от Русия -5 – Сухебатор сум, Селенге провинция

Цена, 1t/km-ж.п 0.028\$

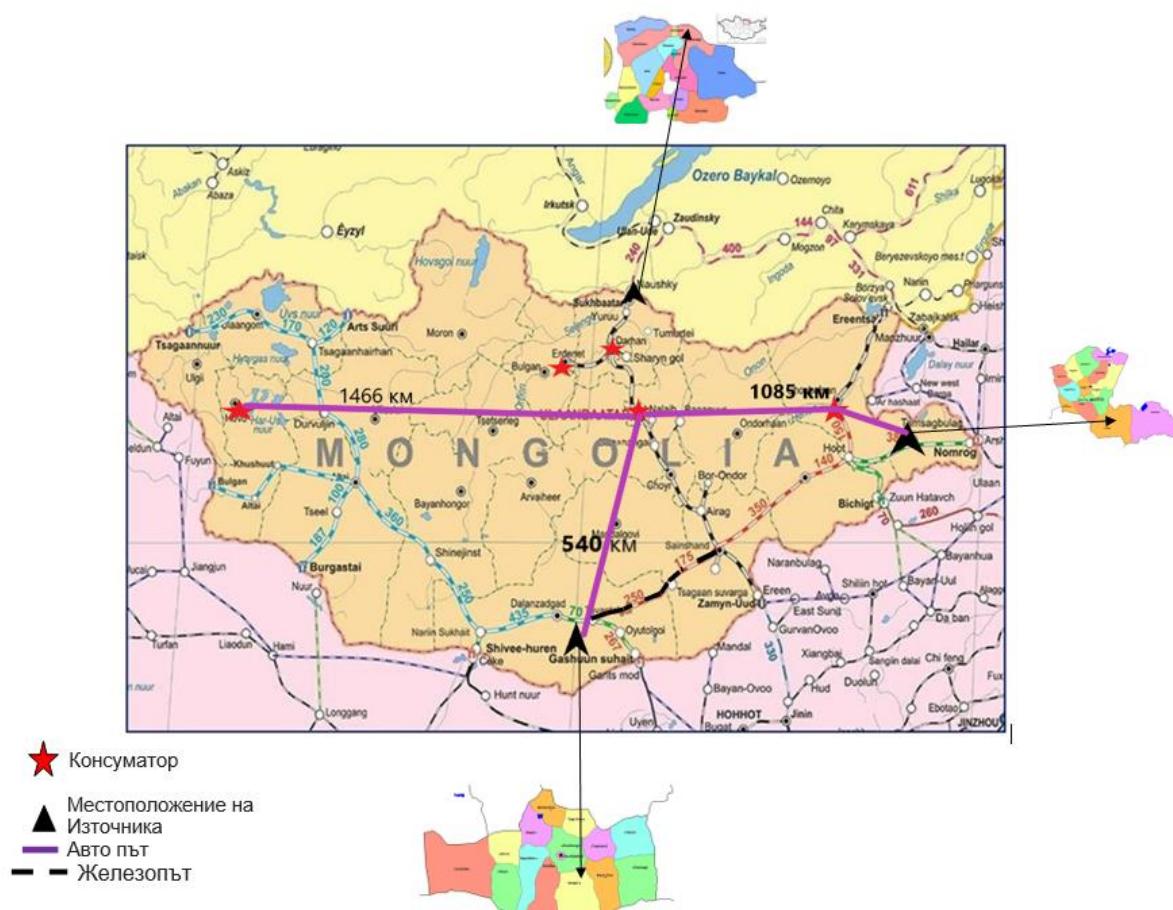
Цена, 1t/km асфалът 0.049\$

Цена, 1t/km земен път 0.049\$

Цена импорта, 1t ВПГ 80\$

Цена производства, 1t 70\$

ВПГ



Фиг 4.16. Карта за модела

Таблица 4.10. Данни за уравнението

№	Местоположение на източника	Възможен производство, тн/год	Консуматор	Консумация на енергия	Консумация на LNG, tonne/year	Разстояние, km	Инфраструктура	
1	Местоположение на СВМ -1 – Тавантолгой мина, Цогтцэций сум, провинция Умнугоби	2000000	Уланбатор	1800 МВ/час	1301522	560	асфалтов път	
			Ерденет	850 МВ/час	614607	810	земен път	
			Дархан	460 мв/час	332611	780	земен път	
			Чойбалсан	200 МВ/час	144613	1074	земен път	железопътна линия от 2021
			Ховд	200 МВ/час	144613	1372	земен път	
2	Местоположение на разтворен газ -4 – Блок суров нефт XIX и XXI, Матад и Халхгол сум, провинция Дорнод	300000	Уланбатор	1800 МВ/час	1301522	660	асфалтов път	
			Ерденет	850 МВ/час	614607	1026	асфалтов път	
			Дархан	460 мв/час	332611	874	асфалтов път	
			Чойбалсан	200 МВ/час	144613	102	асфалтов път	
			Ховд	200 МВ/час	144613	2080	асфалтов път	
3	Външен източник - внос от Русия -5 – Сухебатор сум, Селенге провинция	Няма ограничение	Уланбатор	1800 МВ/час	1301522	330	железопътна линия	
			Ерденет	850 МВ/час	614607	272	железопътна линия	
			Дархан	460 мв/час	332611	92	железопътна линия	
			Чойбалсан	200 МВ/час	144613	966	асфалтов път	
			Ховд	200 МВ/час	144613	1612	асфалтов път	

За определяне на минималната цената на LNG за потребителите:

$$C_{min} = \sum_{t=0}^{20} \left[\sum_{i=1}^3 AC_{i(t)} \cdot q_{i(t)} \cdot r_p + \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^5 t_{ij(t)} \cdot x_{ij} \cdot r_t \right] (r_{ir})^{-t}$$

Тук в:

- C_{min} - Минималната цена на LNG за потребителите
- $AC_{i(t)}$ - Средната цена на производител или вносител на LNG, toe/\$
- t - Време на периода, година, за този пример е 20 години
- $q_{i(t)}$ - Общото производство или внос на количество LNG, toe
- i - Броя на производителя или вносителя на втечен природен газ (две находища в Монголия и Русия)
- r_p - инфлацията на производствените разходи ($r_p = 0.009$ или 0.9%)
- j - Номер клиента на LNG (Улаанбаатар, Эрдэнэт, Дархан, Чойбалсан, и Ховд)
- $t_{ij(t)}$ - Транспортни разходи за LNG от i източник до j потребител
- $x_{ij(t)}$ - Количеството на потреблението на LNG, toe
- r_t - Нивото на инфлация на транспортните разходи ($r_t = 0.018$ или 1.8%)
- r_{ir} - Лихвения процент или цената на капитала, $r_{ir} = 0.04$ или 4%

Трябва да се предвидят следните ограничения.

а. Ограничение на производството или вноса на втечен природен газ

$$q_{min} = \sum_{t=1}^T q_{i(t)} \leq q_{max}$$

б. Ограничението на потреблението

$$\sum_{j=1}^5 x_{ij(t)} - q_{i(t)} = 0$$

за $\forall t$

в. Ограничението на производството

$$\sum_{i=1}^3 x_{ij(t)} - q_{i(t)} = 0$$

за $\forall t$

г.

Ограничение на общото производство и потребление

$$\sum_i q_{i(t)} = \sum_j q_{j(t)}$$

Тук в:

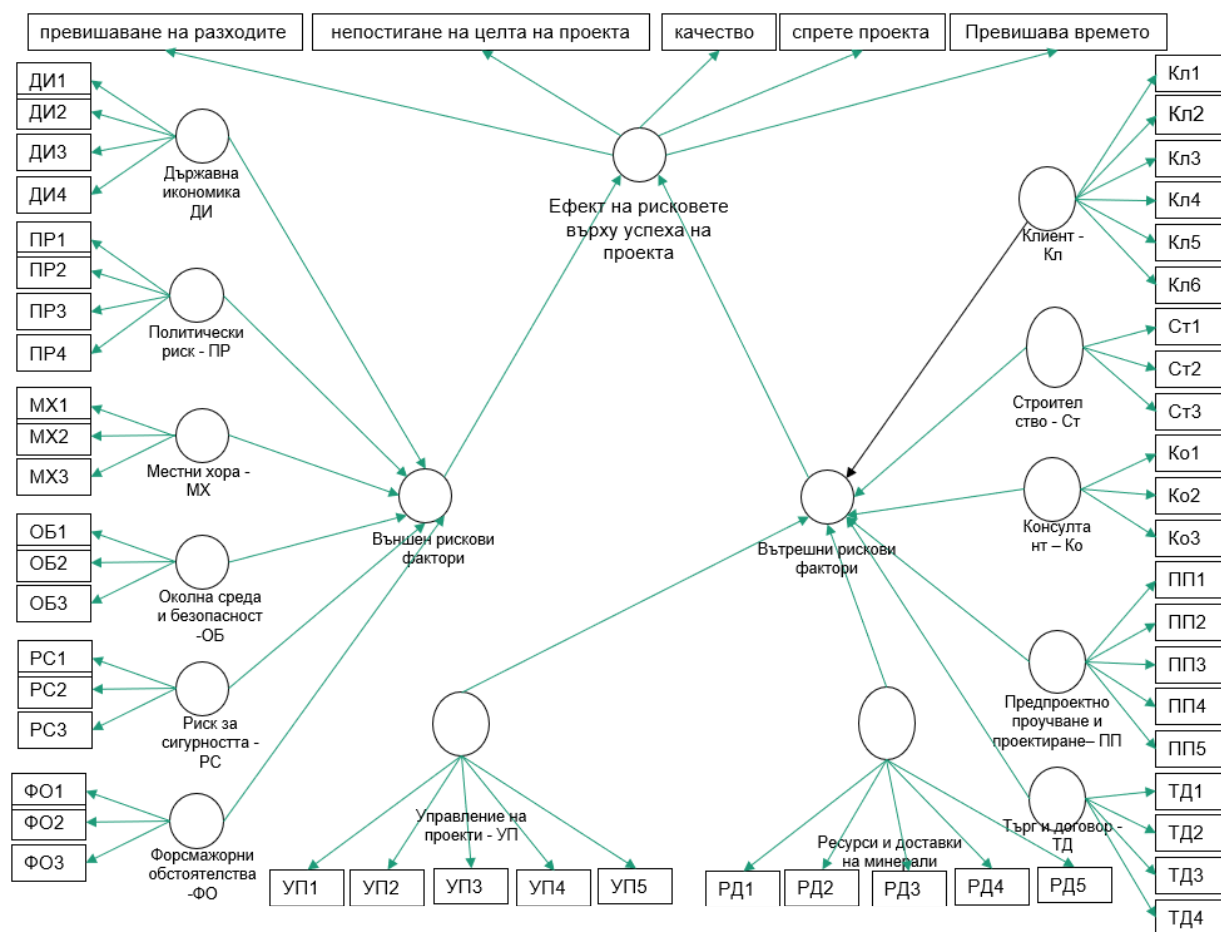
- T - Срокът на изчисление, години
- $\forall t$ - За всяко години

4.7. Оценка на управлението на риска при транспортирането на LNG

За да се отговори на условностите в изследванията и да се осигури пълно разбиране на рисковите фактори и ефектите, интегрирани в този модел, следните хипотези са изградени въз основа на връзките на рисковите фактори (независими променливи) с ефектите върху транспортните проекти (зависима променлива):

- H1: Рисковете, свързани с клиента, влияят на успеха
- H2: Рисковете, свързани с изпълнителя, влияят на успеха
- H3: Рисковете, свързани с консултанта, влияят на успеха
- H4: Успехът се влияе от проучване на осъществимостта и съображения за рискове при проектирането.
- H5: Тръжните процедури и рисковете, свързани с договора, оказват влияние върху успеха
- H6: Въздействие на съображенията за риск във веригата на доставки
- H7: Въздействие на рисковете, свързани с управлението на проекта
- H8: Променливите на икономическия риск на страната влияят на успеха
- H9: Съображения за политически риск в страната влияят на успеха

H10: Риските променливи, свързани с местните хора, влияят върху успеха на
H11: Въздействие върху рисковете за околната среда и безопасността
H12: Въздействие на рисковете, свързани със сигурността
H13: Рискови проблеми, свързани с непреодолима сила, влияят на успеха



Фиг 4.17. Изследователският модел (причина и следствие от рисковете)

Матрица за първите десет рискови фактора

№	Рискови фактори	Свързана група	Съществeнност	Вероятност	Матрична зона
1	Грешна оценка на разходите по проекта	Предпроектно проучване и проектиране	много високо	много високо	
2	Грешна оценка на графика на проекта	Предпроектно проучване и проектиране	много високо	високо	
3	политическа нестабилност	Политически	високо	много високо	
4	Неправилно проучване на осъществимостта на проекта	Предпроектно проучване и проектиране	високо	много високо	
5	Забавяне при вземането на решение	Клиент	високо	много високо	
6	Липса на инфраструктурни проекти	Икономика на страната	високо	високо	
7	Лошо качество на строителните материали	Ресурси и материали	високо	високо	
8	Нямате правилно разбиране за газовите проекти	Местни хора	високо	високо	
9	Лошо управление на договорите	Консултант	високо	високо	
10	Неадекватна координация между изпълнителите	Изпълнител	високо	високо	

Вътрешни рискови фактори:

- Предпроектно проучване и проектиране, Клиент– 3 и 1 рискови фактори в тъмночервената зона, което показва силна връзка между клиентските фактори и успеха на проекта.
- Ресурси и материали, Консултант, Изпълнител – 2 и 1 рискови фактори в червената зона, съществена връзка между тези рискови фактори и успеха на проекта.

Външен рискови фактори:

- Политически – 1 рискови фактор в тъмночервената зона, което показва силна връзка между клиентските фактори и успеха на проекта.
- Икономика, Местни хора - на страната рискови фактори в червената зона, съществена връзка между тези рискови фактори и успеха на проекта.

Изходи

- Според динамиката на системата, зависимостта от внос на енергия и замърсяването на въздуха може да бъде намалена чрез сценарий 2.
- За днешното технологично развитие разходите за транспортиране по газопроводи стават по-високи от транспортирането на LNG, когато разстоянията между две местоположения достигнат до 3000 km.
- Геополитиката е важен въпрос за развитието на газовия сектор.
- Железопътният транспорт на LNG беше определен като полезен вариант.
- Уравнение, образувано с помощта на транспортно решение.
- Най-рисковите фактори, определени от матрицата.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Резултатите от изследването се използват за инвестиционни проекти в Монголия;
- Проучени са необходимите стандарти, наредби, инструкции и препоръки за местното законодателство;
- Създаден е първият осъществим икономически модел, базиран на запасите от метан от въглищни залежи;
- Изследвана е газова логистика, включително използването ѝ при планиране на транспортни мрежи;
- Използвана е системната динамика за планиране на бъдещата политика за развитие на газовия сектор;
- Въз основа на оценката на риска определете факторите, които трябва да се вземат предвид са планирайте мерките за смекчаване на риска;
- Завършеното изследване ще предостави пътна карта за подобряване на ефективността на газовата индустрия.

ПРИНОСИ

- Според изследването CBM е определен като перспективен ресурс за развитие на монголския газов сектор.
- Положена е основата за локализиране на технологията за проучване на CBM и транспортиране на втечен природен газ, определена е необходимостта от създаване на правна среда, обучение на персонал и подкрепа на правителството с политики за целите на локализирането на технологии за добив, съхранение, рафиниране, преработка, втечняване и използване като източник на електрическа енергия.
- Разгледан е един от най-належащите проблеми при извличането на водород от въглища свързан с определянето на съществуването на хранилище за въглероден диоксид. Проучването на геоложката структура на района, където ще бъде построена водородната централа, и определяне на развитието на газовата индустрия, при привличане на инвестиции за намиране на подходяща структура.
- Подкрепена е тезата, че до 2030 г. 15% от основния енергиен източник ще бъде газ и възнамерява да развие градската газова мрежа, която подкрепя търсенето на CBM.
- Представени са технологии за използване на вътрешни енергийни източници, за да се намали енергийната зависимост и успешното развитие на CBM технологията. Като резултат търсенето на CBM ще се удвои до 2030 г., което също ще подкрепи износа на CBM от Монголия.
- Въз основа на данните за търсенето и предлагането на първични енергийни източници от 2008 г. до 2024 г., използвайки динамиката на системата, са избрани 3 сценария и е определено как увеличаването на търсенето на различни енергийни източници до 2030 г. и 2050 г. може да повлияе на зависимостта от внос и намаляването на замърсяването на въздуха. Определете най-вероятното намаляване на зависимостта (35% и 20%).
- В случай, че в Монголия се остановят гарантирани запаси от CBM, беше установено, че би било оптимално газът да се втечни и транспортира по железопътен транспорт, въз основа на изчислението за определяне на най-подходящия тип за транспортиране на газа до Улан Батор.
- С помощта на транспортната политика се извежда уравнение за доставка на LNG на най-ниската цена за потребителите.
- Чрез избиране на 13 външни и вътрешни рискови фактора, които могат да възникнат в проекта за транспортиране на газ и сортирането им в 51 подрискови фактора, беше установено, че 7 вътрешни и 3 външни фактора могат да повлияят на високи и много високи рискове.

SUMMARY

STUDY TO INCREASE THE EFFICIENCY OF THE GAS SECTOR OF MONGOLIA

Air pollution impacts human health, especially in metropolitan and urban areas. In addition, energy dependence is always an essential issue for every country. Petroleum products, including LPG, and electricity are imported 100 percent and 22.7 percent from Russia, respectively. In recent years, energy demand has been rising continuously and dramatically as implementing 14 mega projects.

The Mongolian Government has been implementing specific policies in the energy and mining industry sector, and domestic energy sources have been consumed in the energy market, as a result of these policies, for the last few years. One and main of those sources is coal. Unfortunately, coal forms greenhouse gases such as CO₂. Since 2017, CBM survey and exploration have been intensified, a 3C-classified reserve has been discovered; and projects such as H₂ production using coal have been implemented by governmental and private companies.

LPG is the main gas that is used as energy, but 44500 tons of LPG were imported in 2024, only 1.59 percent of all imported petroleum products.

According to the above-mentioned data, we can see that CBM and H₂ will become domestic energy in the near future in Mongolia. In this study, some analysis and calculations were processed to improve the Mongolian gas sector.

In the first part, the Mongolian energy and gas sectors' issues and possible sources and resources, foreign countries' experience were investigated, then CBM and H₂ were determined as prospective domestic energy resources.

In the second part, CBM exploration, production, processing, natural gas transportation, and H₂ production using coal, some essential codes and standards of those gases were included. Also, the localization of some techniques and technologies of CBM and H₂ was studied in this part of the dissertation. Results are: CBM exploration and production; LPG and LNG storage and their road and rail transportation technology have been installed in Mongolia successfully since 1993, 2014, and 2018, respectively. Localization of the technology of H₂ is at the beginning stage.

In the third part, the possibility of utilizing CBM and H₂ as the energy sources of Mongolia was surveyed. In the world, CBM and H₂ demand is increasing year by year and their technology is improving rapidly. CBM can be used for household heating, producing electricity, and fuel for vehicles in Mongolia, depending on its reserve which will be confirmed. Three LNG to CNG refueling stations and one terminal have been constructed in Mongolia since 2014 and it is the basis of LNG and NG infrastructure. The negative impacts of developing the gas sector in Mongolia are bad infrastructure and geopolitics. For the production of blue H₂ using coal, convenient natural reservoirs that store CO₂ must be explored. By-products such as DME are also one of the discussing issues. Gas transportation is the most important factor in the gas sector's development.

In the fourth part, the optimization of gas transportation is discussed, the economic impacts of CBM and dynamic system were modeled, and risks of gas sector development were assessed. Three scenarios were modeled and evaluated using PSC terms, the terms of PSC impact negatively to development of CBM exploration and exploitation. Then the development of the gas sector of Mongolia was modeled by system dynamics for three scenarios, especially the reduction of energy dependence and air pollution in metropolitan cities. The second scenario was the best version. Two methods of gas transportation compared for Mongolia, and the railway transportation of LNG was defined as the most convenient way. 51 subfactors of 11 main factors impacted by inner and outer conditions assessed by the risk matrix and determined the riskiest 10 factors.

The main point of the dissertation is the equation for the optimization of LNG transportation in Mongolia, determined by transportation tasks.

Results of determined modeling, equations, system dynamics and assessments can be used for the development of the Mongolian gas sector.

ИЗПОЛЗВАНА ЛИТЕРАТУРА

1. THREE60 Energy Australia “Mongolia Coal Bed Methane – Comparative assessment of fiscal Regimes” Ulaanbaatar, March 4, 2021, p 94.
2. Mohamed Laimon, Thanh Mai, Steven Goh, and Talal Yusaf “Energy Sector Development: System Dynamics Analysis” Conference Applied Science, 2020, pp 134-153.
3. Molnar, G. “Economics of Gas Transportation by Pipeline and LNG”. The Palgrave Handbook of International Energy Economics. Palgrave Macmillan, Cham. 2022, pp 23–57 https://doi.org/10.1007/978-3-030-86884-0_2
4. Badr Eddine Lebrouhi, Eric Schall and others “Energy Transition in France Sustainability”, 2022, 14(10), 5818, <https://doi.org/10.3390/su14105818>
5. N.Norov, S.Odmaa, T.Jamyansuren, G.Enkhbaatar, M.Enkhbaatar “Problem on Hydrogen Energy Development in Mongolia”, 2023, Conference COAL, pp 89-96.
6. COP21/CMP11 “United nations conference on climate change in Paris”, France. Nov 30 - Dec11, 2015. <http://www.cop21.gouv.fr/en/>
7. World Nuclear Association (WNA) Outlook Century Data, 2011.
8. S. Sugawara, A. Ohma, Y. Tabuchi and K. Shinohara. “Fundamental approaches to fuel cell technology”. ISJAEЕ №9 (89),2010, pp 89- 105.
9. Ohta T. “Some thoughts about the hydrogen civilization and the culture development”, // Intern. J. Hydrogen Energy. 2006. Vol. 31. pp 161-166.
10. Goltsov V.A., Veziroğlu T.N., Goltsova L.F. “Hydrogen civilization concept: historical and allplanetary aspects” // Intern. J. Nucl. Hydrogen Prod. & Appl. 2006. Vol. 1. No. 4. pp 112-133.
11. IAEA. “Advances in small modular reactor technology developments”. A Supplements to IAEA advanced reactors information system (ARIS), IAEA, Vienna, 2014.
12. “Caspian barrel”. Internet: <http://caspiabarrel.org/en/2019/03/greece-bulgaria-gas-pipeline-project-completes-next-tender/> 2019.03.19 [2019.05.14]
13. Euroheat and power. Internet: <https://www.euroheat.org/knowledge-hub/country-profiles/district-energy-bulgaria/> 2016.04.15 [2019.05.14]
14. IAEA. Internet: <https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/Bulgaria/Bulgaria.htm> 2017.05.21 [2019.05.14]
15. World Data Info. Internet: <https://www.worlddata.info/europe/bulgaria/energy-consumption.php> 2015.12.11 [2019.05.14]
16. Bulgartransgaz. Internet: <https://www.bulgartransgaz.bg/en/pages/gaz-infra-54.html> 2016.08.22 [2019.05.14]
17. Park place energy. Internet: <http://parkplaceenergy.com/projects/bulgaria/bulgaria-country-facts/> 2018.01.25 [2019.05.14]
18. Novinite. Internet: <https://www.novinite.com/articles/126565/Bulgarian+Natural+Gas+Fields+Boost+Revenue+of+Melrose+Resources> 2015.09.14 [2019.05.14]
19. Maps of world. Internet: <https://www.mapsofworld.com/bulgaria/bulgaria-mineral-map.html> 2019.05.14 [2019.05.14]
20. Internet: http://open_jicareport.ica.go.jp/pdf/12289310.pdf 2019.03.19 [2019.05.14]
21. “Монгол улс Улаанбаатар хотын Агаарын бохирдлын хяналтын чадавхыг бэхжүүлэх төсөл” (2-р үе шат) Төслийн ажлын эцсийн тайлан 2017 он 6 сар Японы Олон улсын хамтын ажиллагааны байгууллага (ЖАЙКА) “Сүүри-Кейкакү” ХК
22. “Үйл ажиллагааны тайлан” Монгол улсын геологи, уул уурхай, газрын тос, газрын тосны бүтээгдэхүүний салбар. АМГТХЭГ. 2024.
23. Үндэсний статистикийн хороо. “Монгол Улсын Эрчим хүчний үр ашиг, хүртээмж, түүнд хийсэн бүтцийн шинжилгээ”. Улаанбаатар. 2024 он
24. ЦУОШГ-ын 2024 оны тайлан

25. The Business Council of Energy. Internet: <https://www.slideshare.net/TheBusinessCouncilof/energy-conservation-opportunities-for-the-private-sector> 2015.06.10 [2019.05.14]
26. International Energy Agency. "Technology report" 2019 Internet: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> 2019.07.02 [2020.10.24]
27. Academician P. Ochirbat "How best to use our coal", , p. 182, Fuel and Energy of Mongolia, 2018.
28. Mongolian Association of Chemists and Chemical Engineers "Study on possibility of coal and oil shale processing industry in Mongolia", by, Ministry of Industry and Agriculture of Mongolia, 2013.
29. "Statistics of mineral resource industry by end of 2017", Ministry of Mining and Heavy Industry of Mongolia.
30. Carwale M. Onozaki, K. Watanabe, T. Hashimoto, H. Saegusa, and Y. Katayama, "Hydrogen production by the partial oxidation and steam reforming of tar from hot coke oven gas," *Fuel*, vol. 85, no. 2, pp. 143–149, 2006.
31. J. R. Rostrup-Nielsen, "Conversion of hydrocarbons and alcohols for fuel cells," *Physical Chemistry Chemical Physics*, vol. 3, no. 3, pp. 283–288, 2001.
32. H. Song, L. Zhang, R. B. Watson, D. Braden, and U. S. Ozkan, "Investigation of bio-ethanol steam reforming over cobalt-based catalysts," *Catalysis Today*, vol. 129, no. 3-4, pp. 346–354, 2007.
33. R. Farrauto, S. Hwang, L. Shore et al., "New material needs for hydrocarbon fuel processing: generating hydrogen for the PEM fuel cell," *Annual Review of Materials Research*, vol. 33, pp. 1–27, 2003.
34. C. Song, "Fuel processing for low-temperature and high-temperature fuel cells: challenges, and opportunities for sustainable development in the 21st century," *Catalysis Today*, vol. 77, no. 1-2, pp. 17–49, 2002.
35. A. M. Adris, B. B. Pruden, C. J. Lim, and J. R. Grace, "On the reported attempts to radically improve the performance of the steam methane reforming reactor," *Canadian Journal of Chemical Engineering*, vol. 74, no. 2, pp. 177–186, 1996.
36. J. Rostrup-Nielsen, "Hydrogen generation by catalysis," in *Encyclopedia of Catalysis*, I. T. Horvath, Ed., Wiley Interscience, 2003.
37. Y. Shirasaki, T. Tsuneki, Y. Ota et al., "Development of membrane reformer system for highly efficient hydrogen production from natural gas," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 10, pp. 4482–4487, 2009.
38. B. Sorensen, "Hydrogen and Fuel Cells", Academic Press, 2011.
39. K. L. Hohn and L. D. Schmidt, "Partial oxidation of methane to syngas at high space velocities over Rh-coated spheres," *Applied Catalysis A*, vol. 211, no. 1, pp. 53–68, 2001.
40. J. J. Krummenacher, K. N. West, and L. D. Schmidt, "Catalytic partial oxidation of higher hydrocarbons at millisecond contact times: decane, hexadecane, and diesel fuel," *Journal of Catalysis*, vol. 215, no. 2, pp. 332–343, 2003.
41. A. Holmen, "Direct conversion of methane to fuels and chemicals," *Catalysis Today*, vol. 142, no. 1-2, pp. 2–8, 2009.
42. K. Aasberg-Petersen, J. H. Bak Hansen, T. S. Christensen et al., "Technologies for large-scale gas conversion," *Applied Catalysis A*, vol. 221, no. 1-2, pp. 379–387, 2001.
43. A. E. Lutz, R. W. Bradshaw, L. Bromberg, and A. Rabinovich, "Thermodynamic analysis of hydrogen production by partial oxidation reforming," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 29, no. 8, pp. 809–816, 2004.
44. L. Pino, V. Recupero, S. Beninati, A. K. Shukla, M. S. Hegde, and P. Bera, "Catalytic partial-oxidation of methane on a ceria-supported platinum catalyst for application in fuel cell electric vehicles," *Applied Catalysis A*, vol. 225, no. 1-2, pp. 63–75, 2002.

45. J. D. Holladay, Y. Wang, and E. Jones, "Review of developments in portable hydrogen production using microreactor technology," *Chemical Reviews*, vol. 104, no. 10, pp. 4767–4790, 2004.
46. T. A. Semelsberger, L. F. Brown, R. L. Borup, and M. A. Inbody, "Equilibrium products from autothermal processes for generating hydrogen-rich fuel-cell feeds," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 29, no. 10, pp. 1047–1064, 2004.
47. F. Joensen and J. R. Rostrup-Nielsen, "Conversion of hydrocarbons and alcohols for fuel cells," *Journal of Power Sources*, vol. 105, no. 2, pp. 195–201, 2002.
48. D. J. Wilhelm, D. R. Simbeck, A. D. Karp, and R. L. Dickenson, "Syngas production for gas-to-liquids applications: technologies, issues and outlook," *Fuel Processing Technology*, vol. 71, no. 1–3, pp. 139–148, 2001.
49. S. Ayabe, H. Omoto, T. Utaka et al., "Catalytic autothermal reforming of methane and propane over supported metal catalysts," *Applied Catalysis A*, vol. 241, no. 1-2, pp. 261–269, 2003.
50. C. Rhodes, B. P. Williams, F. King, and G. J. Hutchings, "Promotion of Fe_3O_4/Cr_2O_3 high temperature water gas shift catalyst," *Catalysis Communications*, vol. 3, no. 8, pp. 381–384, 2002.
51. P. Pietrogrande and M. Bezzeccheri, "Fuel processing," in *Fuel Cell Systems*, L. J. M. J. Blomen and M. N. Mugerwa, Eds., pp. 121–156, Plenum Press, New York, NY, USA, 1993.
52. M. W. Twigg, "Catalyst Handbook", Wolfe Publishing, London, UK, 1989.
53. I. V. Babich and J. A. Moulijn, "Science and technology of novel processes for deep desulfurization of oil refinery streams: a review," *Fuel*, vol. 82, no. 6, pp. 607–631, 2003.
54. C. Song, "An overview of new approaches to deep desulfurization for ultra-clean gasoline, diesel fuel and jet fuel," *Catalysis Today*, vol. 86, no. 1–4, pp. 211–263, 2003.
55. A. J. Hernández-Maldonado and R. T. Yang, "Desulfurization of liquid fuels by adsorption via p complexation with Cu(I)-Y and Ag-Y zeolites," *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 42, no. 1, pp. 123–129, 2002.
56. L. Bromberg, D. R. Cohn, and A. Rabinovich, "Plasma reformer-fuel cell system for decentralized power applications," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 22, no. 1, pp. 83–94, 1997.
57. L. Bromberg, D. R. Cohn, A. Rabinovich, and N. Alexeev, "Plasma catalytic reforming of methane," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 24, no. 12, pp. 1131–1137, 1999.
58. T. Hammer, T. Kappes, and M. Baldauf, "Plasma catalytic hybrid processes: gas discharge initiation and plasma activation of catalytic processes," *Catalysis Today*, vol. 89, no. 1-2, pp. 5–14, 2004.
59. T. Paulmier and L. Fulcheri, "Use of non-thermal plasma for hydrocarbon reforming," *Chemical Engineering Journal*, vol. 106, no. 1, pp. 59–71, 2005.
60. Эрчим_хүчний_статистик_үзүүлэлт,_тайлан_2023.pdf
61. CEIC Data. Internet: <https://www.ceicdata.com/en/mongolia/electricity-balance/electricity-balance-source-gross-generation> 2023.10.21 [2024.09.24]
62. Статистикийн нэгдсэн мэдээллийн сан. Internet: https://www2.1212.mn/stat.aspx?LIST_ID=976_i_2024&type=tables 2023.11.15 [2024.12.04]
63. The conversation. Internet: <https://theconversation.com/explaining-the-increase-in-coal-consumption-worldwide-111045> 2019.11.15 [2024.12.04]
64. Eurostat. Internet: <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Fossil-Fuels-Index-2019-preliminary.png> 2020.02.21 [2025.01.11]

65. [Natural gas world. Internet: https://www.naturalgasworld.com/pipeline-gas-versus-lng-increasing-competition-in-europe-and-asia-ggp-73560#:~:text=The%20key%20difference%2C%20though%2C%20comes,to%20pay%20the%20highest%20price](https://www.naturalgasworld.com/pipeline-gas-versus-lng-increasing-competition-in-europe-and-asia-ggp-73560#:~:text=The%20key%20difference%2C%20though%2C%20comes,to%20pay%20the%20highest%20price). 2019.10.19 [2024.03.19]
66. IEA. Internet: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> 2019.06.22 [2024.09.25]
67. Next investors. Internet: https://www.nextoilrush.com/exrs-nomgon-2-gas-well-exceeds-expectations/?utm_campaign=EXR-UA9&utm_source=linkedin.com&utm_medium=social&fbclid=IwAR1Wuy3_D4_YEA2eyA21d1UTkVZ6V-mXTM7jQIHSIV4mOHfBzz7Cmy5s_iA 2020.08.20 [2024.09.26]
68. Binderman K., 1999. *"Production-Sharing Agreements; An Economic Analysis"*. Oxford Institute for Energy Studies. WPM 25. October 1999.
69. Busby C., Dachis B., Dahlby B., Rethinking Rates: *Why There is a Better Way to Tax Oil and Gas Development*. № 333. Sept 2011. C.D. Howe Institute Commentary. Fiscal and Tax Competitiveness.
70. Dugerjav L., 2018. *"Summarizing study in the Energy Sector"*, Proceeding of International Conference on Oil and Gas Conference, 19, Part 1, 213-229 x.
71. Gantumur S., 2019. *"The geothermal energy study in Arkhangai province"*, Proceeding of International Conference on Oil and Gas Conference, 19, Part 1, 179-186x.
72. Janarbaatar J., 2018. *"Report on the Energy sector of Mongolia"*, The Ministry of Energy. Ulaanbaatar.
73. Smith J.L., 2013. *"Issues in extractive resource taxation"*: A review of research methods and models. Resources Policy. 38/2013. pp. 320-331.
74. Updating Energy Sector Development Plan. *"Technical Assistance Consultant's Report"*, Asian Development Bank (ed. Gen, E.). 2018. Ulaanbaatar.
75. World Bank. 2006. Authors Otto L., Andrews C., Cawood F., Doggett M., Guj P., Stermole., and Titon J., *"Mining Royalties: A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society. Directions in Development Energy and Mining"*. 2006. The International Bank for Reconstruction and Development / World Bank.
76. Zoljargal J., 2018. *"Possibility and Development in the Energy Sector of Mongolia - Natural gas and Crude oil"*. Ulaanbaatar.
77. Gaille. Internet: <https://gaillelaw.com/2018/05/16/lng-vs-pipeline-economics-gaille-energy-blog-issue-66/> 2018.02.23 [2024.11.06]
78. Research gate. Internet: https://www.researchgate.net/publication/324740039_Analysis_of_the_Current_Situation_of_Mongolian_Railway_and_Its_Future_Development 2024.12.03 [2025.01.27]
79. Energy sector of Mongolia, Country report. Internet: <https://eneken.ieej.or.jp/data/8044.pdf> 2018.08.25 [2021.10.19]
80. Ensemble. Internet: <https://ensembleias.com/editorial/geopolitics-of-mongolia/> 2020.04.09 [2023.03.04]
81. Worldometer. Internet: <https://www.worldometers.info/maps/mongolia-road-map/> 2023.05.14 [2024.04.21]
82. Independent commodity intelligence services. Internet: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2020/04/30/10503185/gif-inside-story-power-of-siberia-2-s-new-route-makes-russian-gas-supplies-to-china-more-feasible> 2020.04.30 [2024.06.03]
83. Монгол улсын тээврийн дэд бүтцийн төслүүдийн хэрэгжилтийн байдал, Зам, тээврийн хөгжлийн яам, УБ, 2022 он, 19х
84. Тангуулын ерөнхий газар. Internet: <https://gia.gov.mn/47/item/726> 2024.11.23 [2025.01.11]

85. Просто build. Internet: <https://prostobuild.ru/onlainraschet/213-raschet-diametra-gazoprovoda-onlayn.html> 2016.07.17 [2023.08.29]
86. wikipedia. Internet: https://en.wikipedia.org/wiki/Power_of_Siberia 2024.12.15 [2025.01.28]
87. Р.А.Алиев “Трубопроводный транспорт нефти и газа”, Недра, 2013 г, 367 стр
88. Экономика ТЕК. Internet: <http://proofoil.ru/Economica/Choiceoftransport.html> 2023.11.20 [2024.04.22]
89. В.Алимаа “Газрын тосны шинж чанарт гүний хүчин зүйлсийн нөлөөлөл Зүүнбаян Тосон уул ордуудын жишээн дээр.” УБ, 2008, 109х
90. Wen Yu, America Morales “Neural Networks for the optimization of crude oil blending” 2005, International Journal of Neural Systems, Vol 15. №05, 377-389 pgs
91. Г.Идэрхангай “Тосон Уул XIX талбайн нефтийн анхан шатны технологийн процессыг загварчлах” УБ, ШУТИС Хэвлэлийн газар, 2022, 89 х
92. Д.Базардагина “Тамсагбулагийн ордын нефть түүний хөнгөн фракцын судалгаа” УБ, ШУТИС Хэвлэлийн газар, 2019, 91 х
93. Мэнг Хэ “Тамсагбулгийн ордын нефтийг боловсруулах үйлдвэрийн тооцоо” УБ, ШУТИС Хэвлэлийн газар, 2020, 78 х
94. Б.Бат-Оргил “Aspen plus програм ашиглан Тамсагбулагийн нефтийн анхан шатны технологийн процессыг загварчлах” УБ, ШУТИС Хэвлэлийн газар, 2021, 82 х
95. Zheng Wanpeng, Gao Xiaoyong, Kui Guofeng, Zuo Xin, Zhu Guiyao, Xie Yi “Crude Oil Blending Process Optimization with Precise Consideration of Fraction Properties”, *Proceeding of Computer Aided Chemical Engineering*, Volume 49, 2022, 1087-1092 p
96. Economic and Social Commission for Asia and Pacific. Internet: <https://www.unescap.org/sites/default/files/Session%202021.%20Mongolian%20Energy%20Economics%20Institute.pdf> 2024.06.28 [2024.10.16]
97. Gülen S. *Gas Turbine Combined Cycle Power Plants*. Boca Raton, FL: Routledge, 2020.
98. US Energy Information Administration. “Capital cost and performance characteristic estimates for utility scale electric power generating technologies.” US Department of Energy. Washington. February 2020. https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf
99. JRC Publications Repository - *Best available techniques (BAT) reference document for large combustion plants.* Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control) EUR 28836 EN, Publications Office of the European Union. Luxembourg. 2017. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC107769>